

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Modelação dos parâmetros ambientais para a otimização da gestão de congestionamentos na transmissão de potência eólica

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Andreia Barbosa Medeiros

Dissertação orientada por:

Doutor Joaquim Duque (Laboratório Nacional de Energia e Geologia)
Doutora Ana Estanqueiro (Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa)

Agradecimentos

A realização desta dissertação não teria sido possível sem o apoio de muitas pessoas que de diversas formas contribuíram para a conclusão desta etapa da minha vida. A essas pessoas quero aqui deixar registada a minha gratidão.

Em primeiro lugar quero agradecer ao Doutor Joaquim Duque e à Doutora Ana Estanqueiro, orientadores desta tese, pela atenção, disponibilidade e cuidado demonstrado no decorrer de todo o trabalho.

Também à Doutora Teresa Simões e ao Mestre Paulo Costa, investigadores na Unidade de Análise Energética e Redes do Laboratório Nacional de Energia e Geologia, pela enorme ajuda prestada em diversas questões relacionadas com o *software* no qual foi desenvolvido o trabalho.

Ao Mestre António Couto e ao Engenheiro Luís Rodrigues, também investigadores na mesma instituição, pela ajuda e disponibilidade em esclarecer dúvidas ao longo deste percurso.

Agradeço também o acolhimento, no geral, que me foi dado no Laboratório Nacional de Energia e Geologia, local onde passei grande parte das horas de desenvolvimento desta tese.

Também agradeço aos meus amigos e colegas, que em tantas horas de trabalho me acompanharam, tanto no LNEG como na faculdade e mesmo em casa, demonstrando sempre enorme companheirismo, motivação e amizade.

Acima de tudo aos meus pais e família tenho muito a agradecer, pelo carinho, incentivo e também pela paciência que tiveram comigo. O apoio transmitido por eles ajudou-me a seguir em frente e a concluir esta longa etapa que com muito sacrifício me conseguiram proporcionar.

Resumo

A integração de elevados níveis de produção de energias renováveis, especialmente eólica, no sistema electroprodutor nacional gera a necessidade de transportar essa energia desde os locais de produção até aos grandes centros de consumo o que, ocasionalmente, pode levar ao congestionamento das respetivas linhas de transporte. Nessas situações, para evitar os custos financeiros e sociais associados à construção de novas linhas pode-se, designadamente, limitar a produção renovável dos parques eólicos com o consequente desperdício de energia. No entanto isso pode ser evitado recorrendo à determinação dinâmica da capacidade de transporte das linhas (*Dynamic Line Rating*). Esta abordagem permite determinar, em cada instante, a partir das condições da linha e das condições meteorológicas, valores limite de corrente no condutor e aumentar temporariamente a potência transmitida para valores superiores aos de dimensionamento, que são calculados a partir de valores demasiado restritivos para as condições meteorológicas.

A limitação dinâmica corresponde assim a uma monitorização da rede e das variáveis climáticas, tais como a velocidade e direção do vento e a temperatura ambiente. Esta monitorização permite adiar investimentos para ampliação da rede, ao aumentar os limites da capacidade de transporte de energia elétrica mantendo os níveis de segurança operacional.

A elevada dispersão geográfica dos sistemas energéticos aliada ao alto grau de complexidade e variabilidade das condições meteorológicas podem ser mais facilmente tratados mediante o recurso a uma interface de entrada desenvolvida com ferramentas dos Sistemas de Informação Geográfica (SIG).

Nesta dissertação foi criada uma ferramenta em ArcGIS® envolvendo o mapa da Rede Nacional de Transporte e dados meteorológicos para modelação da capacidade de transporte da rede numa região de elevada penetração renovável, com produção marcadamente sazonal em cenários críticos de congestão da rede. Essa ferramenta revelou-se um importante apoio aos estudos de congestionamentos na rede, facilitando a aquisição de dados para os locais desejados.

Palavras-chave: capacidade dinâmica de transporte de energia; rede de transporte de energia; otimização de redes elétricas; monitorização de variáveis meteorológicas.

Abstract

The integration of a high level of renewable energy production, especially wind energy, in the national electric grid creates the need to transport that energy from power plants to distant urban centers, which could, occasionally, lead to the congestion of transmission lines. To avoid the financial and social costs associated to the construction of new electric lines, the energy production of wind farms can be limited. However, the resulting energy waste can be prevented, at least partially, by using a dynamic line rating assessment. This approach let us determine, at any given meteorological conditions, the limit values of the line's conductors current, and temporarily increase the power transmitted to values that may be significantly higher than the standard ones, that were calculated with conservative values for weather conditions.

Dynamic rating corresponds to a monitoring of the electric grid and the values for weather variables, such as the wind speed and direction and ambient temperature. That monitoring may allow the postponement of grid expansion investments, by increasing the energy transmission capacity limits while maintaining security.

The high geographical dispersion of the electric networks, with the high complexity and variability of weather conditions, can be managed by using a graphical interface developed with GIS tools.

The present thesis, proposes a tool developed with ArcGIS® involving the national transmission grid map and meteorological data for modeling the transmission grid capacity, in a region with high penetration levels of renewable energy, for critic scenarios of grid congestion over seasonal production. This tool has proved to be an important support to network congestion studies, facilitating the data acquisition and processing for the desired locations.

Keywords: Dynamic line rating; transmission network; power system optimization; weather conditions.

Índice

Agradecimentos.....	i
Resumo	iii
Abstract.....	v
Índice de Figuras.....	ix
Índice de Tabelas	xi
Simbologia e Notações.....	xiii
Capítulo 1 – Introdução.....	1
Capítulo 2 – Fundamentos Teóricos	5
2.1 Rede Nacional de Transporte portuguesa e seus componentes.....	5
2.2 Redes Inteligentes	8
2.3 Sistemas de Informação Geográfica – A sua utilidade neste contexto	11
2.3.1 Manipulação de dados – interpolação.....	14
2.4 Limitação dinâmica da capacidade de transporte de linhas elétricas.....	16
Capítulo 3 – Recolha de Dados e Caso de Estudo.....	21
3.1 Mapa georreferenciado da Rede Nacional de Transporte.....	21
3.2 Dados meteorológicos	22
3.3 Caracterização do Caso de Estudo	23
3.3.1 Definição das ligações dos parques eólicos à rede elétrica	25
3.3.2 Subestações da área de estudo	30
3.3.3 Definição e caracterização das ligações RND – RNT	32
Capítulo 4 – Metodologia da construção do modelo	37
4.1 Ferramentas para introdução dos ficheiros com dados meteorológicos e para cálculo da radiação solar	37
4.2 Modelo para recolha de dados meteorológicos nas linhas e estimação de produção eólica	38
4.2.1 Divisão das linhas em troços	39
4.2.2 Informação a calcular.....	40
4.2.3 Interpolação, extração e compilação dos dados meteorológicos	41
4.2.4 Identificação do troço de linha com condições meteorológicas mais gravosas para o transporte de energia.....	42
4.2.5 Produção dos parques eólicos da área de estudo	43
4.3 Interface com o utilizador.....	46

Capítulo 5 – Resultados e discussão	49
Capítulo 6 – Conclusão e desenvolvimentos futuros.....	61
Referências Bibliográficas	63
Anexos.....	69
I. Rede Nacional de Transporte de Eletricidade – 2015	69
II. Tabelas com os parques eólicos e centrais hídricas da área de estudo do Pinhal Interior	70
III. Excerto da tabela resultante dos parques eólicos.....	71
IV. Subestações da área de estudo.....	72
V. Tabela com as características dos condutores	74
VI. Modelo Meteo Interpolation	75
VII. <i>Rasters</i> obtidos após interpolação	76

Índice de Figuras

Figura 1 – Interface gráfica para otimização dos fluxos de potência	3
Figura 2 – Evolução da Rede Nacional de Transporte desde 2005 até 2014. Fonte: [10]	5
Figura 3 – Componentes de uma linha elétrica. Fonte: [11]	6
Figura 4 – Alguns tipos de apoios utilizados na RNT. Fonte: [15]	7
Figura 5 – Cadeia de isoladores num apoio de amarração. Fonte: [16]	8
Figura 6 – Evolução da rede elétrica até se tornar numa Rede Inteligente. Fonte: [19]	9
Figura 7 – Exemplos de camadas utilizadas no ArcGIS®. Fonte: [28]	12
Figura 8 – Integração dos SIG na gestão de uma Rede Inteligente. Fonte: [33]	13
Figura 9 – Método de cálculo da autocorrelação. Fonte: [37]	15
Figura 10 – Capacidade dinâmica da linha em função da velocidade do vento para diferentes temperaturas ambiente. Fonte: [51]	18
Figura 11 – Orografia da região para o domínio de simulação dos 3 km	22
Figura 12 – Área de estudo: Pinhal Interior	24
Figura 13 – Ligação dos parques do Açor e do Alto Arganil às subestações da EDP e da REN	26
Figura 14 – Postos de seccionamento dos parques eólicos de Cadafaz, Malhadas Góis e Vila Nova ...	27
Figura 15 – Sub-parques do Pinhal Interior: Alvelos, Proença, Seladolinho, Fundeiro, Rendeiro, Furnas e Moradal. Fonte: [71]	28
Figura 16 – Ligações dos parques eólicos Bravo, Mougueiras e Pinhal Interior à subestação de Corgas	29
Figura 17 – Mapa da rede do Pinhal Interior, com todas as subestações, parques eólicos e grandes centrais hídricas, e ainda as linhas de ligação aos parques eólicos.....	31
Figura 18 – Composição dos cabos LXHIOLE. Fonte: [85]	35
Figura 19 – Modelo para automatização da introdução dos ficheiros Excel contendo dados meteorológicos (Input Data).....	37
Figura 20 – Grelha de 5 x 5 km utilizada para dividir as linhas em troços de 5 quilómetros.....	39
Figura 21 – Exemplo da aproximação feita às linhas e dos ângulos calculados	40
Figura 22 – Curva de potência do parque eólico Beiras.....	44
Figura 23 – Modelo final de interpolação, extração e cálculo de dados (Meteo Interpolation).....	45
Figura 24 – <i>Toolbar</i> com os botões das três ferramentas a executar de forma sequencial	46
Figura 25 – Caixa de diálogo da ferramenta Input Data	46
Figura 26 – Caixa de diálogo da ferramenta Solar Radiation	47

Figura 27 – Caixa de diálogo da ferramenta Meteo Interpolation, sendo visíveis apenas alguns parâmetros a introduzir	47
Figura 28 – Radiação solar calculada para os dias: a) 23 de dezembro de 2009 às 13 horas; b) dia 24 de dezembro às 9 horas; e c) às 10 horas	50
Figura 29 – Velocidade u do vento obtida por interpolação para as 9 h e as 10 h do dia 24 de dezembro de 2009	52
Figura 30 – Velocidade v do vento obtida por interpolação para as 9 h e as 10 h do dia 24 de dezembro de 2009	53
Figura 31 – Temperatura ambiente obtida por interpolação para as 9 h e as 10 h do dia 24 de dezembro de 2009	54
Figura 32 – Velocidade u e v e temperatura ambiente interpoladas para as 13 h do dia 23 de dezembro de 2009	56
Figura 33 – Comparação da velocidade do vento entre os dois dias na linha Pampilhosa da Serra-Tábua	57
Figura 34 – Variação dos troços identificados como críticos em 60 minutos, no dia 24 de dezembro de 2009	58
Figura 35 – Variação da produção eólica entre as 9 h e as 10 h do dia 24 de dezembro de 2009	59
Figura 36 – Relação entre a velocidade de vento registada e a energia produzida pelos parques às 9 e às 10 horas do dia 24 de dezembro de 2009	59
Figura 37 – Temperatura do ponto de orvalho obtida por interpolação para as 9 h e as 10 h do dia 24 de dezembro de 2009	76
Figura 38 – Humidade relativa do ar obtida por interpolação para as 9 h e as 10 h do dia 24 de dezembro de 2009	77
Figura 39 – Temperatura do ponto de orvalho e humidade relativa do ar obtidas para o dia 23 de dezembro de 2009 às 13 horas	78

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Distâncias mínimas de segurança para os condutores de MAT em Portugal.....	7
Tabela 2 – Condições meteorológicas aplicadas pela REN e EDP para cálculo da capacidade de transporte das linhas da rede elétrica portuguesa. [47], [48].....	17
Tabela 3 – Excerto do ficheiro Excel obtido no <i>site</i> e ² p, apenas com alguns parques da área de estudo	25
Tabela 4 – Parques eólicos ligados a 60 kV [62], [66]	26
Tabela 5 – Ligações dos parques eólicos referidas nos EIA.....	27
Tabela 6 – Ligações assumidas por ausência de dados.....	30
Tabela 7 – Ligações RND - RNT traçadas	32
Tabela 8 – Excerto da tabela com as características dos condutores das linhas elétricas documentadas pela EDP e REN (linhas de 60, 150 e 220 kV).....	34
Tabela 9 – Cálculo da curva de potência do parque eólico Beiras	44

Simbologia e Notações

Ampacity ou ampacidade – corrente máxima que um condutor pode transportar em segurança.

ArcToolbox – interface do *software* ArcGIS® que permite aceder a todas as ferramentas de geoprocessamento.

AT – Alta Tensão

CAD – Computed Aided Design: desenho assistido por computador.

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

DLR (*Dynamic Line Rating*) – limitação dinâmica

EDP – Energias de Portugal

EIA – Estudo de Impacte Ambiental

Feature class – coleção de dados geográficos com o mesmo tipo de geometria (linha, ponto, polígono ou anotação), os mesmos atributos e a mesma referência geográfica.

FER – Fontes de Energia Renovável

Geodatabase – Base de dados geográficos.

Layer – camada que separa informação cartográfica.

LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia

MAT – Muito Alta Tensão

NWP – Numerical Weather Prediction

ORD – Operador da Rede de Distribuição

ORT – Operador da Rede de Transporte

REN – Redes Energéticas Nacionais

RND – Rede Nacional de Distribuição

RNT – Rede Nacional de Transporte

Raster – ficheiro formado por uma matriz com células do mesmo tamanho.

Shapefile – ficheiro do tipo vetorial.

SIG – Sistemas de Informação Geográfica

Tabela de Atributos – tabela com dados alfanuméricos associados a cada elemento que compõe as *layers*.

UAER – Unidade de Análise Energética e Redes

Capítulo 1 – Introdução

Um dos factos que marcam a atualidade é o crescimento do consumo anual de energia, o que se tem revelado uma preocupação para a sociedade. Com efeito, a manutenção do atual ritmo de crescimento na dependência da energia, nas suas várias formas, pode ter graves consequências a nível ambiental, económico e social, contribuindo nomeadamente para as alterações climáticas e para a escassez de recursos energéticos que, em última instância, podem dar origem a migrações de populações ou a conflitos pelo acesso aos recursos naturais.

Ao contrário da maioria dos países desenvolvidos, Portugal tem registado um decréscimo no consumo de energia final nos últimos anos, tendo-se verificado em 2014 uma diminuição de 2,3 % face a 2013, cenário que se tem repetido nos últimos 10 anos [1]. Analisando apenas os consumos de energia elétrica final também se verifica uma diminuição desde 2010, tendo estabilizado em 2014 face a 2013 num valor que ronda os 3 884 665 tep [1]. A justificação para a redução destes consumos poderá ser a crise económica que se tem vivido em Portugal nos últimos anos, que diminuiu muito o consumo a todos os níveis, incluindo na energia. Outra justificação para esta redução são as metas de redução do consumo que Portugal, tal como outros países da União Europeia, tem que cumprir. Um exemplo é o programa Horizonte 2020, que estipula que até 2020 na Europa ocorra (a) - uma diminuição de 20 % das emissões de gases com efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990, (b) – uma produção proveniente de Fontes de Energia Renováveis (FER) que satisfaçam 20 % da quota de energia final bruta consumida e (c) - uma redução de 20 % do consumo de energia primária relativamente à projeção do consumo para 2020 [2]. Portugal por sua vez tem as suas próprias metas, estabelecidas no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) no Decreto - Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, que estipula 31 % de energia proveniente de FER no consumo final bruto e 10 % no consumo energético nos transportes, o que pressupõe um aumento na utilização de biocombustíveis e do parque automóvel de veículos elétricos [2].

O grande potencial que Portugal tem para produção de energia eólica, hídrica e solar é uma riqueza que não se pode ignorar e que representa uma poderosa alternativa aos combustíveis fósseis, diminuindo a dependência do exterior e poupando esses recursos escassos que, a manter-se a tendência mundial atual, correm o risco de se esgotarem completamente. Por isso, tem havido uma forte aposta nestas FER principalmente nos últimos dez anos. Têm aumentado o número de parques eólicos e de centrais hídricas, e mais recentemente o setor fotovoltaico também tem vindo a crescer. Estes investimentos nas FER não têm passado em branco, muito pelo contrário, têm sido responsáveis pelas diminuições de importações e também da produção de energia elétrica a partir de fontes não renováveis como o gás natural e o petróleo. Dados da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) mostram que entre abril de 2014 e março de 2015 a produção a partir das FER atingiu 53,5 % da produção bruta + saldo importador, o que é um valor bastante significativo que demonstra que estas fontes de energia já representam mais de metade da energia elétrica que é consumida em Portugal [3]. A energia eólica em Portugal tem crescido significativamente nos últimos anos, sendo a tecnologia com maior crescimento em potência instalada no período compreendido entre janeiro de 2006 e janeiro de 2015, com um aumento de 3,3 GW [4]. No final do ano de 2014 a potência instalada era de 4953 MW, o que representa um aumento de cerca de 27 % face a 2010 [4]. Relativamente à sua distribuição pelo país, a zona centro conta com 48 % da potência instalada, onde se insere a área analisada no presente estudo, e em segundo lugar está a zona norte com 40 % [4].

O aumento da contribuição das FER na energia produzida e consumida em Portugal implica muitas alterações a nível de operação da rede elétrica nacional. Há que construir novas linhas para poder aceder a novos centros produtores mais dispersos (como os parques eólicos, localizados em áreas que, antes da sua implementação, eram provavelmente inacessíveis) e atendendo às características da produção das FER há que otimizar a gestão da energia proveniente de cada fonte.

A todo o instante está a ser produzida energia em centrais para suprir as necessidades do país. Para chegar aos consumidores essa energia tem que ser transportada através de linhas, desde os centros de produção até aos locais onde é consumida. A REN, empresa gestora da Rede Nacional de Transporte (RNT), é o operador que em Portugal se encarrega do transporte da energia elétrica a uma tensão muito alta (MAT) desde a produção até às subestações de ligação à rede de distribuição. Nessas subestações da REN a energia elétrica vê a sua tensão diminuída para alta tensão (AT) e é posteriormente distribuída pela Rede Nacional de Distribuição (RND), esta operada pelas Energias de Portugal (EDP), até aos consumidores. Muitos dos parques eólicos estão ligados a postos de transformação da rede de distribuição da EDP para os quais é necessário assegurar a bi-direcionalidade dos fluxos de potência na ligação à RNT, o que exige um investimento adicional na adequação dos respetivos circuitos de proteção.

Uma das características das FER é a sua variabilidade pois dependem das condições meteorológicas, nomeadamente do vento, da precipitação e do sol. Em dias com pouco vento os parques eólicos produzem menos energia, tal como as centrais hídricas se ressentem em anos pouco chuvosos, tudo depende da meteorologia, que no caso do vento pode variar em poucas horas e levar parques eólicos a produzirem ao máximo. Essas variabilidades têm impactos na RNT, a nível da tensão e da corrente principalmente. Tendo em conta que o sistema electroprodutor português já é tão marcado pela produção renovável é necessário ter em atenção as variações que a produção de energia a partir das FER tem na RNT e até na RND. Para isso existem diversas tecnologias para o controlo dos fluxos de potência na rede, uma delas é o *Dynamic Line Rating* (DLR) que monitoriza a rede elétrica de forma a reduzir congestionamentos e a aumentar a capacidade de transporte da mesma. Esta tecnologia consiste resumidamente no cálculo da capacidade de transporte de uma linha elétrica em tempo real com base num balanço termodinâmico que tem em conta as contribuições da irradiação solar, da temperatura ambiente, da velocidade e direção do vento e outras variáveis meteorológicas a que a linha está sujeita. O DLR é uma das ferramentas que está associada ao conceito das *Smart Grids*, ou Redes Inteligentes, caracterizadas pela operação de uma rede flexível, onde há comunicação e energia a fluir nos dois sentidos (entre consumidores e produtores) com o objetivo de ajustar a produção e o consumo para a operação do sistema com eficiência [5], [6]. Através de diversas tecnologias há uma troca de informações de ambas as partes informando que energia é necessária para os consumidores e que energia está disponível por parte dos produtores. Esta comunicação entre os constituintes da rede elétrica permite uma gestão mais eficiente da mesma, tornando-a mais flexível, mais acessível e mais fiável. Mais flexível ao responder às necessidades dos consumidores e à evolução do sistema electroprodutor, mais acessível ao garantir o acesso à rede a todos os consumidores e produtores, e mais fiável ao oferecer segurança de abastecimento e qualidade do serviço [7].

Os SIG representam uma peça importante nas Redes Inteligentes ao permitirem a agregação, análise e visualização de uma elevada quantidade de informação georreferenciada das redes elétricas, nomeadamente a localização das linhas e subestações, bem como dos centros produtores. Toda esta informação é essencial para a gestão eficiente e otimizada da rede, como por exemplo para o controlo de fluxos de energia, a introdução de FER e a deteção de falhas técnicas [8].

O objetivo desta dissertação passa pelo desenvolvimento de uma ferramenta em ambiente GIS, utilizando o *software* ArcGIS®, que a partir dos dados meteorológicos simulados para locais próximos às linhas elétricas, permita determinar as condições de vento, temperatura e irradiação solar a que cada linha está sujeita e disponibilizar esses dados, num formato adequado ao estudo de *dynamic line rating*, para determinar a capacidade de transporte de cada linha. Recorrendo a um mapa georreferenciado da RNT, saber-se-á a localização das linhas e das suas subestações elétricas, e também a localização dos parques eólicos de modo a fazer o levantamento dos respetivos dados meteorológicos e a estimação de produção renovável. Para implementar este estudo foi escolhida a zona do Pinhal Interior por ser uma zona com elevada produção renovável, hídrica e eólica, à qual é manifestamente interessante aplicar os princípios de DLR para uma gestão mais eficiente do

transporte da energia aí produzida. Os estudos futuros de gestão da rede do Pinhal Interior passam pelo desenvolvimento de modelos matemáticos que caracterizem essa rede, utilizando para tal dados provenientes da interface gráfica desenvolvida neste trabalho (Processo A da Figura 1), e que permitam a otimização dos fluxos de potência sob diversas perspectivas, com particular interesse na energética e económica.

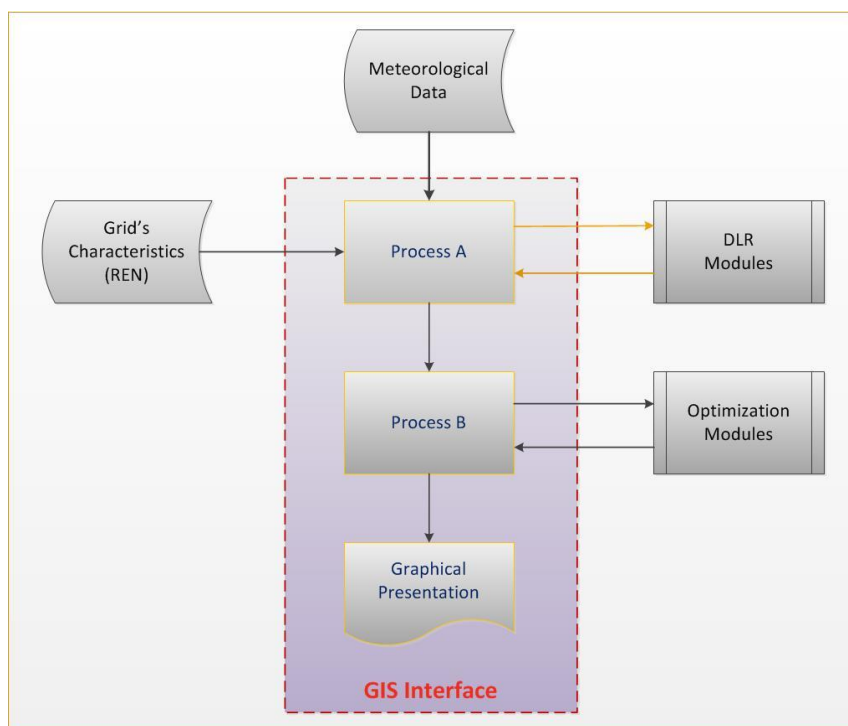


Figura 1 – Interface gráfica para otimização dos fluxos de potência

Capítulo 2 – Fundamentos Teóricos

De forma a enquadrar o objetivo desta dissertação torna-se importante compreender os principais conceitos ligados a este, que são fundamentalmente a estrutura geral de uma rede de transporte de energia, os principais desafios que a gestão desta apresenta e as formas que existem para os contornar, nomeadamente o recurso a uma monitorização dinâmica do estado da rede que se pretende que seja apoiada pela ferramenta desenvolvida nesta tese.

2.1 Rede Nacional de Transporte portuguesa e seus componentes

A gestão do transporte de energia em Portugal é feita pela REN que assegura a operação e manutenção de um total de 8733 km de linhas de muito alta tensão por todo o país, divididas em três níveis de tensões principais: 150 kV; 220 kV e 400 kV [9]. No Anexo I está representado o estado de toda a RNT em 2015, e pode-se observar que as linhas de 400 kV estão maioritariamente localizadas ao longo de toda a costa, e algumas no sentido Oeste – Este para permitir a interligação com a rede elétrica espanhola. Por sua vez, as linhas de 220 kV localizam-se principalmente entre Lisboa e Porto, também ao longo do rio Douro e ainda nas regiões das Beiras Litoral, Alta e Baixa, enquanto as linhas de 150 kV existem em maior abundância nas regiões do Douro e Minho e também a sul do Tejo.

O elevado crescimento da produção renovável fez surgir a necessidade de reforço e ampliação da RNT. Para tal contribuiu o facto de em 2014 as renováveis terem sido responsáveis pelo abastecimento de 62 % da energia consumida, o maior valor desde 1979 [10], ano em que ocorreu uma crise petrolífera que levou Portugal a recorrer à energia hídrica. Para acompanhar a evolução da produção renovável tem sido necessário adaptar e até construir novas linhas de muito alta tensão, como foi o caso da linha de 400 kV que liga Vieira do Minho a Pedralva e da linha de 200 kV entre a subestação de Pocinho e de Baixo Sabor, que foram algumas das linhas concluídas em 2014.

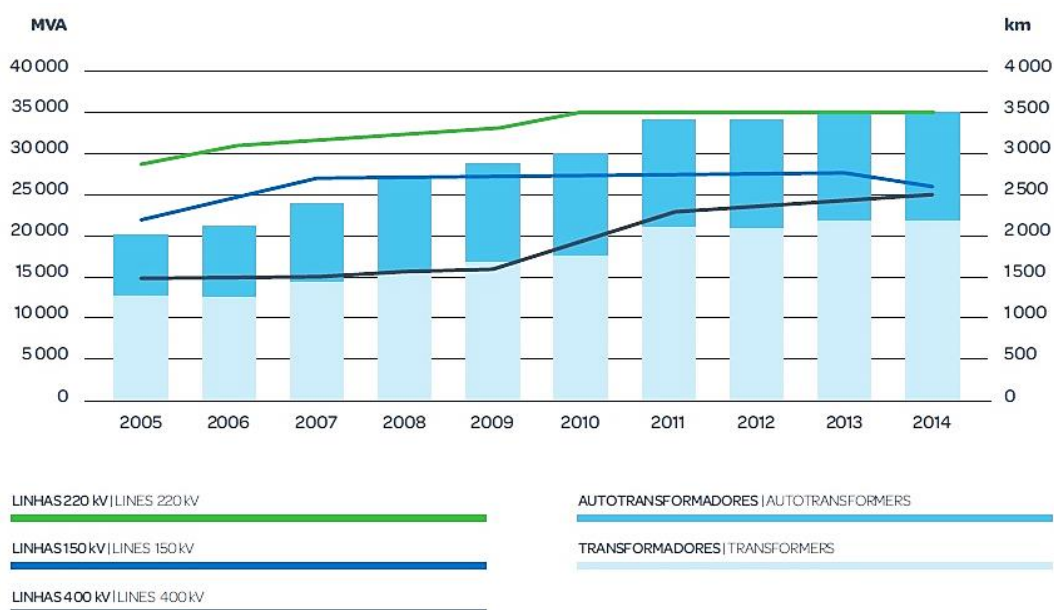


Figura 2 – Evolução da Rede Nacional de Transporte desde 2005 até 2014. Fonte: [10]

O gráfico apresentado na Figura 2 permite ver a evolução que a RNT tem tido nos últimos 9 anos, tendo passado de uma potência de transformação de 20 000 MVA em 2005 para cerca de 35 000 MVA em 2014 e tendo visto o comprimento das linhas de 400 kV a aumentar e o das de 150 kV a diminuir ligeiramente. Todas estas alterações são levadas a cabo pela REN para ir de encontro ao consumo de energia e à produção, que apesar de não terem aumentado nos últimos anos têm sofrido alterações, nomeadamente a nível da produção que se tem tornado cada vez mais renovável.

A RNT é constituída não só por linhas, mas também por outros componentes como as subestações e os postes de corte e de seccionamento.

As linhas são constituídas por condutores (cabos), apoios e cadeias de isoladores. Os cabos podem ser divididos em dois tipos: cabos condutores e cabos de guarda.

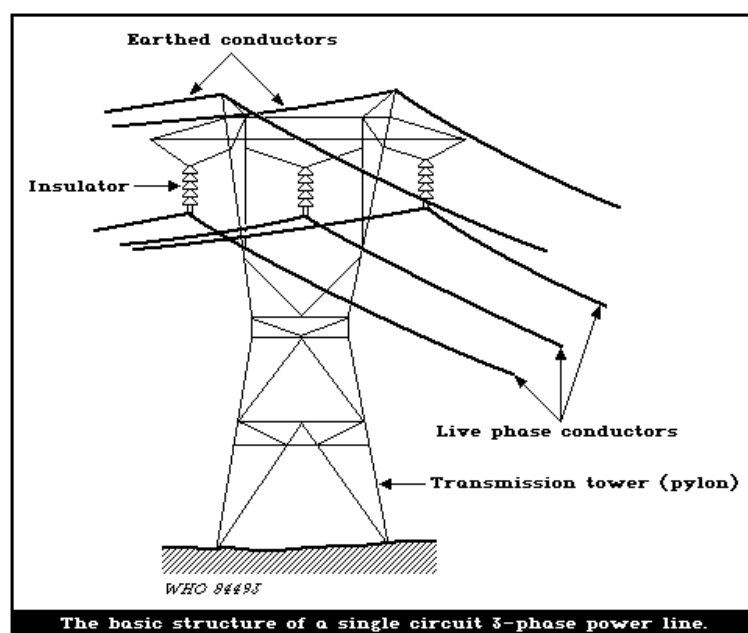


Figura 3 – Componentes de uma linha elétrica. Fonte: [11]

Os condutores que fazem parte do circuito elétrico trifásico podem ser de diferentes tipos, dependendo da tensão a que irão operar, da topologia do terreno e das condições meteorológicas a que estão sujeitos. Esses condutores são normalmente compostos por alumínio na parte exterior, o que lhes confere a condutividade, e quando necessário por aço no interior, que lhes confere a resistência mecânica necessária [12]. Para linhas de MAT são usualmente escolhidos condutores de alumínio com alma de aço (ACSR – Aluminium Conductor Steel Reinforced) ou condutores de liga de alumínio (AAAC – All Aluminium Alloy Conductors) caso se pretenda uma resistência à corrosão superior à que caracteriza os condutores ACSR [13]. Os mais utilizados na RNT são condutores ACSR isto porque apresentam um bom rácio entre a resistência mecânica e o seu peso, sendo por isso indicados para linhas com longas distâncias entre apoios [13], e em que a sua resistência mecânica, conferida pelo núcleo de aço, lhes garante um menor risco de deformações a longo-prazo [14].

Quanto aos cabos de guarda, estes têm como função proteger os condutores das descargas atmosféricas e de interligações extremas, sendo colocados acima dos condutores e ligados à terra nos apoios. Estes cabos permitem um melhor escoamento das correntes de defeito por todos os apoios das linhas, pois na ausência destes a corrente teria de se distribuir apenas pelos dois apoios do vão em que ocorreu a descarga.

As linhas são suportadas por estruturas metálicas, os apoios, que são colocadas de forma a garantir as distâncias de segurança entre os condutores e os obstáculos presentes nas proximidades da linha. As fundações (maciços de betão) do apoio, que garantirão estabilidade e resistência às forças mecânicas, são dimensionadas para os máximos esforços que lhes possam ser transmitidos pela estrutura metálica [12].

O Decreto Regulamentar n.º 1/92 de 18 de fevereiro contém o Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta tensão, onde estão impostas várias condições técnicas à instalação e operação de instalações elétricas, entre elas a definição das distâncias mínimas de segurança a que as linhas devem estar relativamente ao solo e a outros obstáculos como árvores e edifícios. As distâncias mínimas de segurança estabelecidas para as três tipologias de muito alta tensão em Portugal estão listadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Distâncias mínimas de segurança para os condutores de MAT em Portugal

	150 kV	220 kV	400 kV
Estradas	7,3 m	8,5 m	10,3 m
Solo	6,8 m	7,1 m	8,0 m
Árvores	3,2 m	3,7 m	5,0 m
Edifícios	4,2 m	4,7 m	6,0 m
Obstáculos diversos	3,2 m	3,7 m	5,0 m

O apoio é escolhido tendo em conta alguns fatores como o nível de tensão da linha, o local de instalação, os esforços a que a estará sujeito e a disposição dos condutores. Estão disponíveis diversas famílias de apoios que incluem vários modelos, sendo alguns dos utilizados na RNT os ilustrados na Figura 4.

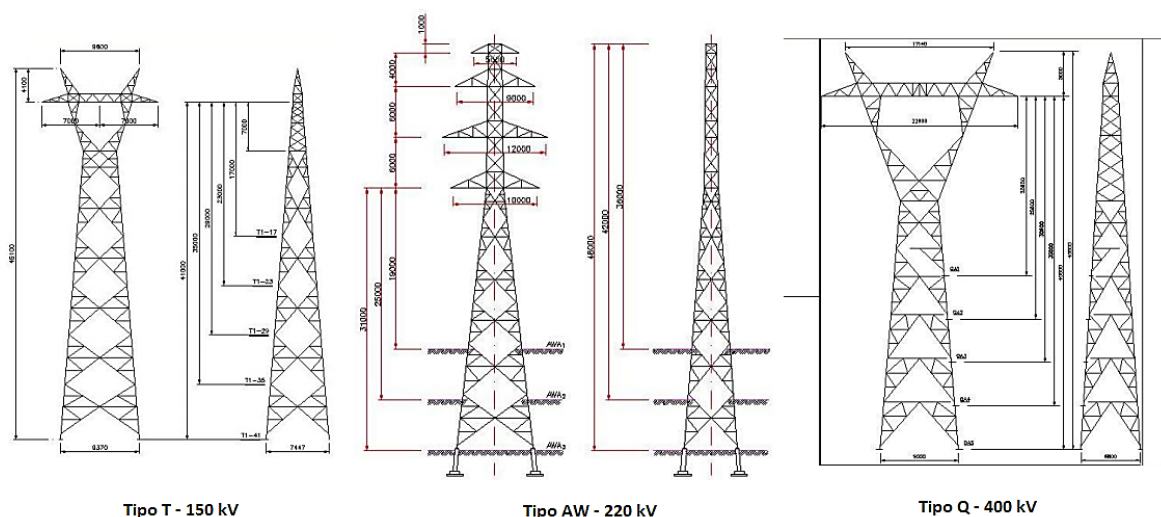


Figura 4 – Alguns tipos de apoios utilizados na RNT. Fonte: [15]

Outro elemento importante na constituição das linhas de transporte são as cadeias de isoladores, constituídas por uma pilha de elementos em vidro ou cerâmica, que têm como função isolar os condutores na zona em que estes são presos ao apoio. São constituídas por isoladores e por acessórios metálicos que as prendem ao apoio e aos condutores.

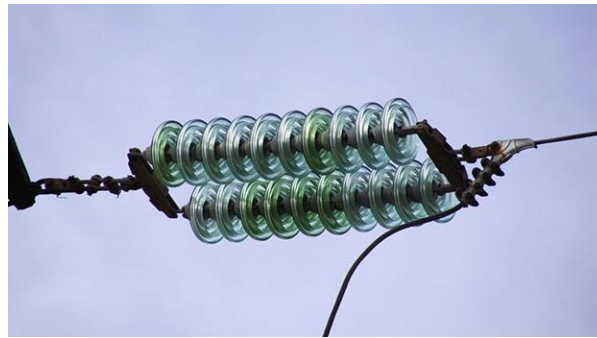


Figura 5 – Cadeia de isoladores num apoio de amarração. Fonte: [16]

As linhas transportam energia elétrica entre as subestações, que são as infraestruturas onde se dá a transformação de um nível de tensão mais elevado para um inferior ou vice-versa. No final de 2014 a REN tinha 67 subestações em funcionamento em Portugal [17]. Os transformadores existentes nas subestações elevam ou diminuem a tensão da energia elétrica que por eles passa, entregando esta a um outro sector da rede elétrica. A elevação da tensão faz com que se diminuam as perdas no transporte da energia, servindo assim para o transporte a longa distância, enquanto a diminuição da tensão permite depois distribuir a energia aos centros urbanos, ao longo de percursos mais curtos. As linhas chegam e partem das subestações através da sua ligação a estruturas chamadas pórticos.

Relativamente aos postos de corte e de seccionamento, os primeiros são instalações onde se ligam linhas com a mesma tensão e os segundos são elementos que permitem dividir o sistema em secções, garantindo a independência destas de forma que haja partes do sistema que funcionam sempre, mesmo estando outras inativas.

A gestão de todas as infraestruturas citadas tem que ter em conta diversas medidas de segurança e de operacionalidade de forma a garantir o bem-estar no ambiente envolvente e ponderar o facto da construção de novas linhas acarretar sempre muitas preocupações a nível ambiental e de segurança das populações. Com vista a evitar tais apreensões torna-se importante procurar novas alternativas à expansão da rede elétrica, fazendo uma melhor gestão e utilização da rede atual.

2.2 Redes Inteligentes

As Redes Inteligentes, ou *Smart Grids*, são um dos temas que têm marcado o século XXI na área da energia elétrica, isto porque são um conjunto de medidas de eficiência energética inovadoras, passíveis de implementar na gestão das redes elétricas que permitem o controlo total de toda a rede em tempo real, ajustando sempre a produção de energia elétrica ao consumo do momento.

A tendência para os próximos anos é de um aumento do consumo de energia, o que impõe a necessidade de tomar medidas que atenuem esse crescimento. A União Europeia estabeleceu as já conhecidas metas para o ano 2020 que se referem à utilização de energias renováveis, à diminuição do consumo de energia e à redução das emissões de gases com efeito de estufa. Verificar-se-á assim um recurso cada vez maior às FER não só na Europa mas em todo o mundo, uma vez que os combustíveis fósseis são recursos limitados que deverão esgotar-se num futuro não muito longínquo. Sendo as FER uma crescente aposta a introduzir nas redes elétricas de todo o mundo haverá muitas alterações para compensar a eventual aleatoriedade na produção ao contrário do que acontece, por exemplo, numa central a carvão onde a produção pode ser intencionalmente ajustada às necessidades de consumo, desde que se disponha da matéria-prima necessária. No caso das renováveis isto não acontece, pois nem sempre as condições meteorológicas são favoráveis à produção de energia. Esta variabilidade das FER necessita ser gerida para assegurar a disponibilidade

de potência suficiente nas horas em que há maior procura recorrendo, por exemplo, ao armazenamento dos eventuais excessos de produção para minorar a insuficiência em horas de menor produção renovável. Isto pode ser conseguido com a implementação das tecnologias associadas às Redes Inteligentes.

A Agência Internacional da Energia (AIE) definiu o conceito de Redes Inteligentes da seguinte forma:

“Uma rede inteligente é um sistema de rede de energia elétrica que utiliza tecnologias digitais para monitorizar e gerir o transporte de eletricidade desde todas as fontes de produção para atender às diferentes procuras de energia elétrica dos consumidores finais. Estas redes são capazes de coordenar as necessidades e as capacidades de todos os produtores, operadores de rede, consumidores finais e intervenientes no mercado da energia elétrica, de maneira que possam otimizar a utilização e operação ativa, e no mesmo processo minimizar os custos e os impactos ambientais, enquanto mantêm a confiança, resistência e estabilidade do sistema.” [18]

As Redes Inteligentes são caracterizadas pelo uso mais controlado e eficiente da energia, através de tecnologias que indicam ao operador do sistema quais as necessidades energéticas dos consumidores e qual a energia disponível por parte dos centros produtores. Os utilizadores poderão também ter ferramentas que lhes permitam escolher quanto e quando consumir, evitando sobrecargas no sistema electroprodutor. Esta troca de informações entre produtores, operadores e consumidores introduz o conceito de bi-direcionalidade na gestão da rede elétrica, em que o consumidor assume um papel importante que se opõe ao hábito de ter o fornecimento de energia como garantido e que permite o ajuste constante da produção à procura.

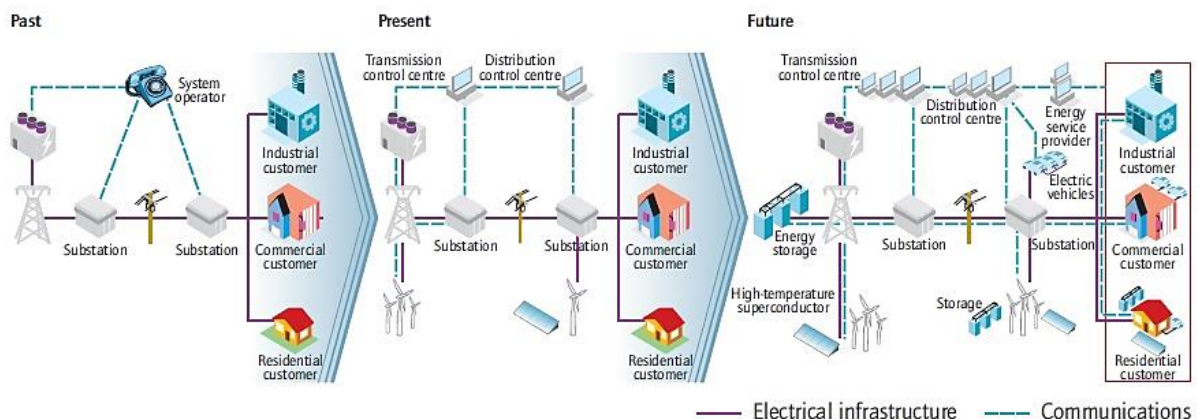


Figura 6 – Evolução da rede elétrica até se tornar numa Rede Inteligente. Fonte: [19]

A necessidade de implementar as tecnologias das Redes Inteligentes está associada a três principais benefícios: a integração de FER e da produção distribuída, a promoção de *Demand Response* e a otimização de novas formas de consumo de energia, como por exemplo os veículos elétricos [20]. As Redes Inteligentes podem ajudar a superar algumas das limitações das redes atuais pela implementação de novas tecnologias. A avaliação dinâmica da capacidade das linhas (*dynamic line rating*) pode minimizar o risco de eventuais congestionamentos na rede elétrica devido à injeção adicional da produção renovável, evitando a necessidade de expansão da rede elétrica para acomodar essa produção extra, poupando tempo e investimentos maiores. Outra medida importante é a *Demand Response*, que pretende envolver os consumidores na adequação dos seus consumos à produção [21]. Para que isto aconteça há que sensibilizar os consumidores para o facto de que uma racionalização do seu consumo será benéfica não só para o bom funcionamento da rede elétrica, mas também para si próprios na medida em que ao ajustarem o seu consumo influenciam os preços da eletricidade, o que pode levar a poupanças nas suas faturas [20]. É necessário disponibilizar informação acerca dos dados que os consumidores terão que transmitir e tornar-lhes esses dados

acessíveis de forma a ganhar a sua confiança, bem como recompensar a sua participação nesta troca de informações para que se sintam motivados a aderirem à nova tecnologia.

Como meio de comunicação entre consumidores e operadores da rede foram criados os *Smart Meters*, ou contadores inteligentes, que são dispositivos mais sofisticados que os contadores convencionais, habilitados para enviarem e receberem informações através de comunicações eletrónicas [22]. A Comissão Europeia determinou para os Estados-Membros, cuja análise custo-benefício da instalação de contadores inteligentes se revelou positiva, a instalação de contadores inteligentes (de eletricidade e também de gás) em 80% desses países até 2020, estando até 2014 já instalados 23 % desse total em países como a Finlândia e a Suécia. Portugal está no grupo dos países em que a análise custo-benefício levada a cabo pela Comissão Europeia foi negativa ou inconclusiva, não estando por esse motivo abrangido pela regra imposta [23].

Outros benefícios das Redes Inteligentes são o estímulo a novos produtos, serviços e mercados, como por exemplo o mercado dos veículos elétricos. Estes veículos podem vir a constituir uma forma de armazenamento da energia em períodos de pouca procura e elevada produção renovável não despachável, para além de representarem uma excelente alternativa aos combustíveis fósseis utilizados nos transportes, que atualmente representam 25 % das emissões de gases com efeito de estufa [20]. Como aposta neste mercado há o exemplo da iniciativa portuguesa MOBI.E que consiste numa rede de mais de 1300 pontos de carregamento de veículos elétricos espalhada por 25 cidades. O carregamento dos veículos é feito através de uma ficha que se lhe liga, e é iniciado e finalizado ao passar um cartão no ponto de carregamento. Existem dois tipos de carregamento, o normal e o rápido, com tempos de duração de 6 a 8 horas e de 20 a 30 minutos respetivamente [24].

A transição entre as redes da atualidade e as Redes Inteligentes é feita gradualmente. As medidas são implementadas uma a uma e de acordo com as características e necessidades do sistema electroprodutor visado. Segundo a Comissão Europeia, os passos considerados fundamentais para essa transição são a pesquisa e desenvolvimento de equipamento, a criação de programas-piloto, recolha de dados e por fim a implementação das soluções [20]. Na União Europeia as medidas propostas têm sido implementadas de forma relativamente célere por países como o Reino Unido, tendo este sido considerado pelo *Joint Research Centre* o país líder em termos de investimento em pesquisa e projetos associados às Redes Inteligentes [20].

Em Portugal a produção de energia a partir das FER foi incentivada por generosas tarifas, tornando as energias renováveis responsáveis por 60,8 % da eletricidade produzida em 2014 [4]. Este aumento de produção renovável cria a necessidade de expansão da rede elétrica, no entanto a recessão económica vivenciada nos últimos anos levou o Operador da Rede de Distribuição (ORD), que neste caso é a EDP Distribuição, a procurar outras alternativas como por exemplo o incentivo ao *prosumer* (produtor-consumidor). A criação do projeto InovGrid, levada a cabo pela EDP Distribuição e pelos parceiros EDP Inovação, INESC Porto, EFACEC, LOGICA e JANZ/CONTAR, visa a implementação de tecnologias associadas às Redes Inteligentes como por exemplo a promoção dos veículos elétricos, da produção distribuída e da automatização da gestão das redes. É uma aposta ambiciosa que tem como principais pontos a substituição dos contadores convencionais por uma “EDP BOX” inteligente que registará o consumo real do utilizador, eliminando a atual faturação por estimativa e permitirá verificar quais os aparelhos que consomem mais energia e os períodos a que o fazem, possibilitando o ajuste dos equipamentos, facilitando também a integração da micro-geração - painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas - para consumo próprio e venda à rede, e o ajuste do carregamento de veículos elétricos. Para além destas vantagens para os consumidores domésticos também serão implementadas medidas ao nível da iluminação das ruas, que deverá ser substituída por LED's tanto nas luminárias como nos semáforos, gradientes de iluminação consoante a luz solar (aumentando a intensidade a partir do final da tarde e diminuindo até ao amanhecer), diminuição da intensidade de iluminação entre as 2 e as 5 horas da manhã e gestão dinâmica da iluminação pela presença de pessoas ou veículos [25]. Algumas destas tecnologias foram aplicadas em instalações do ORD e já

permitem o controlo de iluminação pública através de um *Distribution Transformer Controller* (DTC) que comunica com terminais inteligentes que incorporam contadores de eletricidade, tornando possível ao ORD controlar os seus consumos e interagir com os equipamentos [20].

- No âmbito deste mesmo projeto foi criado o InovCity em 2010 que escolheu Évora para a instalação de 31 000 contadores inteligentes e 340 DTC, possibilitando aos utilizadores o controlo dos consumos de forma remota através de um computador ou *smartphone* além das vantagens associadas à microprodução e ao uso de veículos elétricos. Prevê-se a implementação destas tecnologias em cidades como Marinha Grande, Alcochete, Olhão, Lamego, Guimarães, São João da Madeira e Batalha que, num futuro próximo, as tornará cidades inteligentes.

A criação destes projetos torna Portugal um dos países pioneiros em termos de criação de tecnologias de *smart grids*, sendo alvo de interesse por parte da Comissão Europeia e de outros países que têm maiores recursos financeiros para aplicar mais rapidamente estas medidas, como é o caso do Reino Unido. A existência da tecnologia também facilita a sua futura implementação em todo o país, estando esta dependente de capital de investimento.

A adoção de todas as medidas inteligentes requer variadas ferramentas de aquisição e controlo de informação, que permitam reunir todos os dados envolvidos associados à rede elétrica, analisá-los, processá-los e utilizá-los para a gestão da rede. Algumas tecnologias estão já desenvolvidas, outras em desenvolvimento, fazendo parte de diversos projetos com diferentes objetivos. Destaca-se a contribuição dos SIG em diversos projetos, tais como na *Demand Response* ou ainda em projetos ligados à produção distribuída, ao armazenamento, ao controlo e gestão de subestações e de redes de distribuição [18]. Esta contribuição dos SIG é fundamental para a perceção da localização dos diferentes componentes da rede e para o estabelecimento de relações entre estes.

2.3 Sistemas de Informação Geográfica – A sua utilidade neste contexto

Os Sistemas de Informação Geográfica (SIG) têm como função descrever e caracterizar a geografia da Terra, utilizando para isso *hardware*, *software*, dados geográficos e recursos humanos. Este conjunto de ferramentas permite recolher, visualizar, analisar e interpretar dados geográficos de forma a compreender e estabelecer relações entre estes [26].

A utilização dos SIG torna a perceção de padrões, tendências e relações geográficas muito mais fácil ao mesmo tempo que usa modelos provenientes da ciência geográfica. Estes dois aspetos, o científico e o visual, tornam os SIG numa tecnologia com raízes científicas, confiável e atrativa graças à utilização de mapas intuitivos [27].

Existem várias opções de *software* a utilizar nos SIG, como por exemplo o ArcGIS® e o QGIS®. O ArcGIS® foi o escolhido para a realização deste trabalho por ser o mais difundido. Nestes programas a informação é organizada sob a forma de camadas, ou *layers*, cada uma com um tipo de dados diferente. Uma camada pode representar por exemplo ruas, outra as áreas administrativas, outra a elevação do terreno, entre outros como se ilustra na Figura 7.

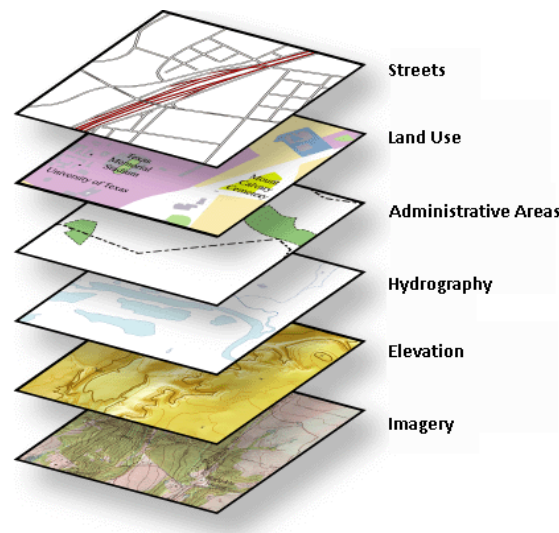


Figura 7 – Exemplos de camadas utilizadas no ArcGIS®. Fonte: [28]

A representação dos dados recorre a dois tipos de estruturas diferentes, a *feature class* ou o *raster*. A *feature class* é um conjunto de dados com o mesmo tipo de geometria, que pode ser linha, polígono, ponto ou anotação, o que faz com que existam quatro tipos distintos de *feature classes*. No caso do *raster* é um conjunto de dados organizado em células, cada uma com um valor associado e quanto maior for o tamanho da célula menor é o detalhe e a precisão na representação dos dados. Este tipo de representação é utilizado para representar imagens, modelos de elevação digitais (dados de altitude) e outras informações como por exemplo temperaturas ou representação de usos do terreno [28]. A utilização de dados em formato *raster* permite representar superfícies de forma contínua e a análise das mesmas, uniformizando pontos, linhas, polígonos e superfícies [29].

A utilização dos SIG é importante em vários contextos, sejam eles de negócios, na educação, na governação ou na saúde. A Environmental Systems Research Institute (ESRI), empresa desenvolvedora do ArcGIS®, dá alguns exemplos de aplicação dos SIG em vários casos, como por exemplo num programa de prevenção de fogos em casa nos EUA, o Atlas do Mar do Norte com informação sobre as plataformas eólicas *offshore*, peixes, cabos e condutas, acessível a qualquer pessoa ou um modelo de otimização de rota que reduz o número de quilómetros percorrido pelos limpa-neve, reduzindo tempo e custos em combustíveis [30]. Estes são apenas alguns exemplos de aplicações dos SIG, mas que demonstram, por exemplo, a sua utilidade numa área tão diferente da geografia, a segurança.

Em termos de integração dos SIG nas Redes Inteligentes, estes têm um papel muito importante na aquisição de dados, gestão dos sensores, contadores inteligentes instalados, comportamento dos consumidores e na integração de FER. A utilização de informação georreferenciada permite a localização e visualização de todos os componentes de uma rede elétrica, desde os centros produtores e as linhas até aos consumidores, oferecendo a possibilidade de estabelecer relações entre esses dados e chegar a soluções que podem incluir por exemplo a determinação da localização ótima para instalação de sensores nas linhas e outros dispositivos associados às tecnologias das Redes Inteligentes, e na deteção de falhas técnicas [31], [32]. Com os SIG também é possível monitorizar as equipas de manutenção na rede, obtendo informações da sua localização e do tipo de trabalho que estão a fazer, entre outras variadas funções [32].

A Agência Internacional da Energia (AIE) documentou alguns projetos de Redes Inteligentes a serem aplicados em redes de distribuição de energia num *roadmap* [18], onde os SIG figuram em vários contextos. Alguns exemplos são a utilização destas ferramentas geográficas no controlo e gestão da produção de eletricidade a partir de FER, o que inclui a monitorização dos impactes desta na rede,

como por exemplo as oscilações de tensão nos condutores, no controlo das cargas e no armazenamento de energia. Também é um *software* fundamental em projetos de automatização de subestações e da rede de distribuição no geral, facultando uma representação visual do estado do sistema, que permite a sua gestão, otimização e manutenção, minimizando os impactos nos consumidores [18].



Figura 8 – Integração dos SIG na gestão de uma Rede Inteligente. Fonte: [33]

A Figura 8 ilustra o modo como os SIG podem estar no centro da gestão de uma Rede Inteligente, recebendo e organizando informações oriundas dos vários intervenientes. Para além do traçado das linhas, subestações e centros produtores, também podem ser inseridos dados referentes aos consumidores, como por exemplo informações provenientes dos *smart meters*, indicando os consumos dos utilizadores em tempo real, e dos veículos elétricos, além de informação em tempo real da operação da rede, oriunda de *software* como o SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), e dados meteorológicos. O tratamento de todos estes dados permite aos operadores da rede e aos consumidores terem acesso através de mapas ao estado atual da rede, sendo notificados por exemplo aquando da existência de falhas de eletricidade, o que torna a informação de fácil perceção, ajudando ao envolvimento dos consumidores na gestão da rede.

Pensando nesta importante ligação dos SIG às Redes inteligentes, a companhia norte-americana ESRI desenvolveu algumas plataformas *online* destinadas a operadores de redes de gás, água e eletricidade [34]. Uma dessas plataformas é a *ArcGIS for Electric Utilities* que inclui um conjunto de mapas com as mais variadas informações da rede que podem ser aplicados à localização que se quiser desde que se disponha dos dados. Essas informações compiladas em mapas incluem as estruturas constituintes (condutores aéreos e subterrâneos, subestações e luminárias públicas), os locais mais vulneráveis à ocorrência de interrupções de fornecimento de eletricidade tal como a causa dessas interrupções, a possibilidade de reportar problemas de iluminação pública através da sua sinalização no mapa, entre outros tipos de mapas [35]. A utilização destes mapas criados pela ESRI requer experiência e é recomendada aos operadores da rede, também porque estes é que dispõem de todas as informações que lhes permitem tirar o máximo partido desta detalhada plataforma.

No contexto desta dissertação o que se pretendeu foi representar a Rede Nacional de Transporte e fazer um levantamento de alguns parâmetros meteorológicos, como a temperatura ambiente e o vento, para se concluir a que condições atmosféricas as linhas de uma dada região do país estão sujeitas. Esses dados são processados adequadamente e disponibilizados para estudos de *dynamic*

line rating, em que as variáveis meteorológicas analisadas têm um papel fulcral na determinação da capacidade de transporte das linhas. Essa representação da RNT passou pelo recurso a um *software* SIG, neste caso o ArcGIS®. Como já foi referido, este organiza a informação geográfica em camadas, o que permitirá ter uma camada com a localização e representação das linhas da RNT, uma com dados de temperatura, outra com dados de velocidades do vento, e assim sucessivamente. Este *software* possui ferramentas com utilidades diversas que permitem executar um vasto leque de operações com os dados de que se dispõe, tais como: alterar-lhes o sistema de coordenadas geográficas original, estabelecer relações espaciais entre as camadas, fazer cruzamento de dados de diferentes tipos que tenham a mesma localização geográfica, estimar novos valores com base nos existentes, extrair os resultados em forma de gráficos, tabelas ou mapas.

Dada a importância da integração das FER, decorrente dos objetivos do Horizonte 2020, foi escolhido como caso de estudo a região do Pinhal Interior. Assim sendo, as funcionalidades do *software* ArcGIS® tornam possível a construção de uma interface de configuração e apresentação gráfica dos dados necessários para a análise de DLR e de um futuro modelo de otimização de fluxos de potência da rede do Pinhal Interior, que poderá ser futuramente aplicado a um sistema electroprodutor de maiores dimensões.

Pode-se concluir que os SIG são indispensáveis em todas as áreas pois a necessidade de representar variados dados em mapas e obter resultados dos cruzamentos destes leva a que se tenha que optar pelo uso dos SIG, tirando partido de todas as suas funcionalidades e chegando ao final a resultados fiáveis e cientificamente rigorosos.

2.3.1 Manipulação de dados – interpolação

Uma das ferramentas que o ArcGIS® possui e que foi de extrema importância no contexto deste trabalho foram os modelos de interpolação. Este *software* tem vários métodos de interpolação incluídos em duas extensões, o *Spatial Analyst* e o *Geostatistical Analyst*.

A extensão *Spatial Analyst* inclui várias funções de análise e modelação espacial de dados tanto em formato *raster* como em formato vetorial. Existem ferramentas de densidade, distância, extração, hidrologia, interpolação, radiação solar, superfície, entre várias outras. Para este trabalho apenas interessaram as ferramentas de interpolação, da radiação solar e de estatística zonal.

A ferramenta de interpolação permite criar uma superfície contínua a partir de pontos amostrados. Para isso existem diferentes tipos de interpolação que estão essencialmente divididos em métodos determinísticos e métodos geostatísticos.

Os métodos determinísticos calculam os novos valores baseados nos que já existem na vizinhança, utilizando para isso fórmulas matemáticas que determinam a suavidade da superfície resultante [36]. Estes métodos não associam erros aleatórios às suas previsões. IDW, Kriging, Natural Neighbor, Spline, Trend, Spline with Barriers, Topo to Raster e Topo to Raster by File são os métodos de interpolação disponibilizados pelo *software*, e têm como principal diferença o método de cálculo dos novos valores.

Os métodos geostatísticos utilizam modelos estatísticos que incluem autocorrelação para calcular as superfícies contínuas. O *kriging* é um método geostatístico que mede a distância entre todos os pares de pontos possíveis e com isso faz a autocorrelação para toda a grelha de pontos. Esta ferramenta foi a escolhida para realizar a interpolação dos dados porque, devido ao seu método de cálculo geostatístico, permite obter resultados mais detalhados e precisos devido à inclusão de incerteza na estimação dos pontos.

A interpolação com o método *kriging* calcula os valores não amostrados tendo em conta a tendência e a variabilidade dos dados amostrados, associando para o efeito as incertezas dos modelos estatísticos às previsões efetuadas pelos modelos matemáticos. Este método, à parte dos modelos estatísticos, é muito semelhante ao IDW, utilizando os dados de pontos vizinhos para estimar os valores de novos pontos [37].

A função que define a *kriging* ordinária é a mesma que define o IDW:

$$\hat{Z}(s_0) = \sum_{i=1}^N \lambda_i Z(s_i)$$

Em que \hat{Z} é o parâmetro a calcular, s_0 é o local para o qual se quer prever o valor, λ_i é o peso do valor medido no ponto i e Z é o valor amostrado no local s_i . O peso λ_i é baseado na distância entre os pontos medidos e o local a prever e também no espaçamento entre todos os dados amostrados, sendo por isso necessário ter em conta a autocorrelação [37], o que não acontece com o método IDW. A autocorrelação traduz-se não só pelo grau de semelhança entre o ponto a interpolar e os pontos vizinhos, mas também pela relação espacial entre esses pontos utilizados para estimar o novo valor [37].

Existem dois métodos de *kriging*, o ordinário e o universal. O ordinário é o que normalmente é utilizado, pois assume que existe uma média dos dados amostrados constante que é desconhecida, enquanto o *kriging* universal deve ser utilizado quando se sabe a tendência dos dados, modelada por uma função polinomial [37]. O processo utilizado foi o ordinário uma vez que não se sabe qual é a tendência dos dados amostrados.

O início da interpolação começa com a criação de uma estimativa (*semivariogram* na nomenclatura inglesa) da autocorrelação espacial entre os pontos amostrados, ajustando-lhes para isso um modelo com a equação (1), que mede a distância a que o ponto a vermelho na Figura 9 se encontra de todos os outros pontos amostrados.

$$\text{Semivariogram (distância)} = 0,5 \times \text{média} \left\{ (\text{valor}_i - \text{valor}_j)^2 \right\} \quad (1)$$

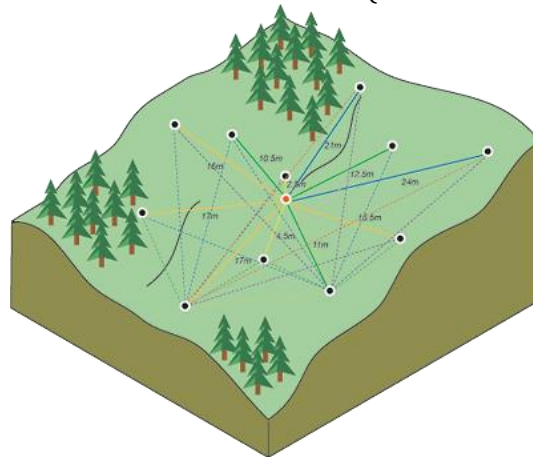


Figura 9 – Método de cálculo da autocorrelação. Fonte: [37]

Este processo é realizado para cada ponto amostrado, e de seguida é aplicado um modelo, ou curva de ajuste entre os pontos, que pode ser do tipo circular, esférico, exponencial, gaussiano ou linear. A escolha da curva requer algum conhecimento dos dados amostrados, pois existem curvas que são mais adequadas para casos específicos. Neste trabalho foi utilizado o modelo de semivariograma esférico por ser o mais comum. Por fim, após aplicação do modelo de ajuste são estimados os valores para os pontos não amostrados, utilizando a técnica semelhante à IDW, baseada no valor dos pontos vizinhos, mas com a já referida diferença de que é tida em conta a autocorrelação entre os pontos, calculada no passo anterior.

2.4 Limitação dinâmica da capacidade de transporte de linhas elétricas

A dependência que a energia eólica tem da velocidade do vento pode introduzir perturbações na regulação do perfil de tensão na rede local devido à variabilidade da sua produção em curtos períodos de tempo [38]. Tais variações de energia adicional injetada, por parte dos parques eólicos, podem por vezes levar a que a capacidade estipulada para as linhas elétricas se aproxime dos valores máximos de projeto. Para isso contribui o facto de os parques eólicos serem instalados em áreas remotas, onde se têm de construir novas linhas de ligação às redes existentes. A ligação a pontos de maior capacidade pode revelar-se muito onerosa tal como a alternativa de os ligar à rede local existente, com capacidade de transporte inferior, o que pode gerar congestionamento nas linhas ou implicar a limitação ocasional da produção oriunda desses parques. Essa limitação aconteceria quando a potência eólica injetada atingisse o nível de capacidade das linhas, ou o limite imposto pelo ORT para garantir a segurança e fiabilidade do sistema, o que faria aumentar o preço da energia [39]. Contudo, isto é atualmente evitado dado que a autorização da ligação à rede não seria dada se tal se verificasse.

Tendo em conta a possibilidade de no futuro, sobretudo com o crescimento da produção eólica, os limites de capacidade das linhas poderem vir a ser atingidos em redes regionais, há que considerar a hipótese de desligamento (*curtailment*) dos parques eólicos em períodos de elevada produção e baixo consumo local. O *curtailment* de parques eólicos implica a operação abaixo do seu fator de potência [40], levando ao “desperdício” de energia, causando incertezas na receita dos produtores e o consequente aumento dos custos de energia para os consumidores [41]. Para além disso, a energia que seria produzida pelos parques eólicos poderá eventualmente ter de ser produzida, noutro local, com recurso a fontes convencionais a que estão associados custos e impactos ambientais mais elevados [42].

Em geral, a forma mais direta de poder acomodar toda a produção eólica, e também de outras FER, é expandindo a rede elétrica, construindo novas linhas ou substituindo componentes das atuais. No entanto, todas essas alterações e aumentos da rede de transporte implicam elevados custos e tempo para que sejam finalizados [40], o que atrasa o aproveitamento de toda a energia disponível além de imputar esses custos à produção renovável, tornando-a menos competitiva relativamente às fontes de energia convencionais [41]. De forma a evitar esses elevados investimentos existe a opção do *dynamic line rating* (DLR) que tem potencial para otimizar a utilização das redes atuais de forma mais eficiente e flexível [40], o que representa apenas 2% dos custos que se teriam com a adoção de soluções alternativas [43].

A capacidade de transporte de corrente (*ampacity*) associada às linhas elétricas estipula o limite de corrente que estas podem transportar em segurança, sob condições atmosféricas limite. Pretende-se com esta limitação evitar danificar componentes da rede de transporte ou colocar em risco a fiabilidade da mesma [39]. Essa capacidade é limitada pela temperatura do condutor ou pela queda de tensão da linha, sendo mais comumente limitada pela temperatura máxima de operação do condutor, característica de cada tipo de cabo, estabelecida pelos fabricantes de forma a garantir que não ocorrem fenómenos de dilatação ou recozimento (*annealing*) no condutor devido à sua exposição a temperaturas superiores a esse valor. No caso dos condutores de alumínio a dilatação começa a partir dos 100°C, tornando-se irreversível a partir dos 200°C [44]. A perda das características de resistência à tração do condutor leva a danos irreversíveis (degradação do condutor) e ao decaimento deste, sendo depois necessária a sua substituição para evitar falhas operacionais e de segurança na rede elétrica [45],[46].

Atualmente o que a maioria dos Operadores da Rede de Transporte (ORT) utiliza são capacidades de transporte estáticas, sendo calculadas de acordo com o processo definido pelo Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrónicos (IEEE) [41] ou pelo Conseil International des Grands Réseaux

Électriques (CIGRÉ) para condições atmosféricas mais desfavoráveis (*near worst-case scenario*), que são temperatura ambiente elevada (até 40 °C), baixa velocidade de vento (0,6 m/s) e radiação solar máxima (1000 W/m²) [42]. Esses valores mantêm-se inalterados ao longo de todo ano, tornando-se demasiado fictícios para o inverno, existindo por isso já vários ORT que utilizam capacidades estáticas sazonais, sendo assim possível variar as condições limite no verão, primavera/outono e inverno, o que previne a ocorrência mais frequente de congestionamentos e um acréscimo no aproveitamento da capacidade de transporte das linhas para escoamento de produção renovável [46].

Um exemplo de aplicação de condições sazonais conservadoras às linhas elétricas sucede em Portugal (Tabela 2), onde a REN utiliza temperaturas típicas de cada estação e de cada zona geográfica em que se encontram as linhas para calcular a capacidade de transporte destas. Por sua vez a EDP utiliza os mesmos valores de temperatura para todas as zonas geográficas e apenas separa as estações em verão e inverno, resultando assim em apenas dois valores de corrente durante o ano [47], [48].

Tabela 2 – Condições meteorológicas aplicadas pela REN e EDP para cálculo da capacidade de transporte das linhas da rede elétrica portuguesa. [47], [48]

	REN			EDP	
	Inverno	Verão	Outono/Primavera	Inverno	Verão
G (W/m²)	1000	1000	1000	900	900
T_{amb} (°C)	15	30 – 35	20 – 25	20	35
v (m/s)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6

Estas condições utilizadas em Portugal ocorrem raramente em simultâneo, o que faz com que seja altamente provável a real capacidade de transporte ser superior à capacidade estipulada para o pior caso [40]. Alguns estudos já realizados aplicaram o cálculo da capacidade dinâmica da linha com o método IEEE e comprovaram que esta é de facto superior à capacidade estática em percentagens que variam entre os 10% e os 30% [43].

A equação de balanço termodinâmico (2) estabelecida pelos padrões IEEE [49] e CIGRÉ [50] permite o cálculo, tanto estático como dinâmico (com a inclusão de um termo derivativo para o cálculo da variação no tempo da temperatura do condutor (T_c)), da capacidade térmica de transporte da linha. Essa equação faz um balanço térmico entre o calor gerado no condutor, tanto por efeitos internos e externos, e o calor libertado pelo condutor por efeitos radiativos e convectivos [40]. Apesar de existirem dois métodos de cálculo deste balanço, já foi feita uma comparação entre o IEEE e o CIGRÉ que concluiu que as diferenças entre um e outro variam apenas entre menos de 1% e 8,5% [51].

$$P_J + P_S + P_M + P_i = P_r + P_c + P_w \quad [52] \quad (2)$$

Para o aquecimento do condutor são consideradas as parcelas correspondentes ao efeito de Joule (P_J), à radiação solar (P_S), ao aquecimento magnético (P_M) e ao aquecimento por efeito de corona (P_i) enquanto para o arrefecimento do condutor se consideram as perdas de energia por radiação (P_r), as perdas por convecção (P_c) por ação do vento e pode ainda ser considerado o arrefecimento pela evaporação da película de água superficial do condutor (P_w), efeito este que envolve a necessidade de dispor de maior detalhe acerca da geometria do cabo. As condições em que se manifestam o efeito de corona e o efeito evaporativo são as mesmas e com intensidades pequenas, quando comparadas com os restantes efeitos, além de se cancelarem mutuamente. Por outro lado o aquecimento magnético é minimizado pela construção do cabo, o que faz com que estes três efeitos sejam desprezados [52]. Com essa simplificação tornam-se desnecessários os dados de temperatura de ponto de orvalho e de humidade relativa do ar, e a equação (2) reduz-se à equação (3), em que para o cálculo dinâmico da capacidade da linha se junta um termo da variação de calor no tempo, a

pressão constante, $\left(\frac{dQ}{dt}\right)_p = \left(\frac{dQ}{dT_c} \frac{dT_c}{dt}\right)_p = mC_p \left(\frac{dT_c}{dt}\right)_p$ em que m é a massa por unidade de comprimento e C_p é o calor específico do material que constitui o condutor.

$$P_J + P_S - P_r - P_c - \left(mC_p \frac{dT_c}{dt}\right) = 0 \quad (3)$$

Esta equação de balanço termodinâmica serviu de ponto de partida para a realização da dissertação “Modelação de Redes Eléctricas Congestionadas” [53], cujo objetivo foi determinar a capacidade dinâmica de transporte de corrente nas linhas eléctricas da região também usada como caso de estudo na presente dissertação. O facto de se usar em ambos os trabalhos o mesmo caso de estudo permitiu compilar, no âmbito desta tese, todos os dados meteorológicos e as características da rede eléctrica depois usadas no cálculo dinâmico do referido trabalho.

Assim sendo, as variáveis de entrada necessárias para a equação (3) são a temperatura ambiente, a radiação solar, a velocidade do vento e o ângulo de ataque, variáveis essas que ao serem registadas no momento permitem conhecer em tempo real qual a capacidade de transporte de corrente da linha, tendo também em conta as quedas de tensão e a carga [41].

A monitorização realizada em tempo real permite ao ORT tirar partido de capacidade de transporte adicional da linha em 60% dos casos, segundo um estudo realizado pela Northern Ireland Electricity (NIE) [52]. Para além disso, previne-se a sobrecarga da linha em situações em que a sua capacidade de transportar energia eléctrica é reduzida devido a excesso de produção eólica, evitando assim o *curtailment* de parques eólicos, a redução de consumo [41], a violação de regras de operação da linha e a possível danificação do condutor [52].

As características do condutor e da linha eléctrica, tal como o calor específico (C_p) e a massa por unidade de comprimento (m), são fundamentais para o cálculo do balanço térmico, porém, os parâmetros que mais influenciam a capacidade de transporte de um condutor são a velocidade do vento e a sua direcção, uma vez que contribuem de forma significativa para o arrefecimento do cabo quando a velocidade e o ângulo de ataque são elevados [52]. O facto de causarem o arrefecimento do condutor e a associação de elevadas velocidades de vento a uma maior produção eólica cria uma sinergia entre a potência injetada por parques eólicos e a capacidade de transporte das linhas, o que poderá significar que a elevada produção eólica não implica obrigatoriamente o congestionamento das linhas [42],[52]. Tal facto é comprovado por exemplo no estudo de uma linha de 132 kV entre Skegness e Boston, em Inglaterra, cujo resultado do cálculo da capacidade dinâmica de transporte da linha pelo método CIGRÉ é ilustrado na Figura 10, onde se observa a já referida relação entre o aumento da velocidade do vento e o aumento da capacidade de transporte do condutor [51].

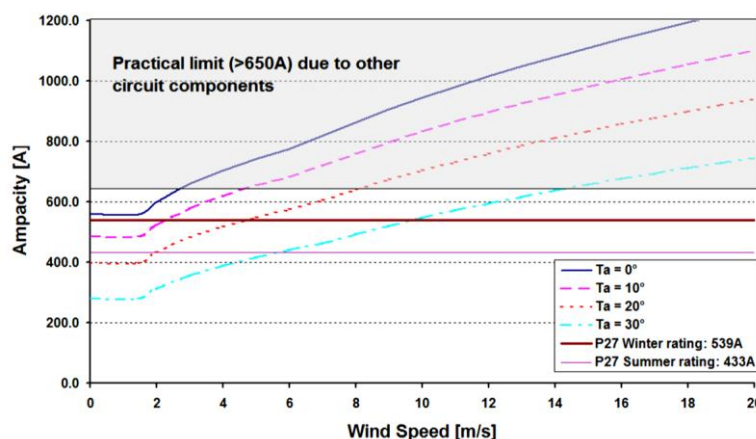


Figura 10 – Capacidade dinâmica da linha em função da velocidade do vento para diferentes temperaturas ambiente.
Fonte: [51]

Relativamente ao método de recolha de dados para o cálculo do DLR, usam-se normalmente sensores localizados nas linhas ou nas imediações destas com a capacidade de monitorizar as condições meteorológicas, e eventualmente poderão também medir a tensão, queda de tensão e temperatura dos condutores [42]. As tecnologias mais desenvolvidas atualmente são as de monitorização da temperatura do condutor, sendo o PowerDonut™ um dos dispositivos mais conhecidos deste tipo, com capacidade de registar valores acima dos 150 °C, existindo também a possibilidade de medir a corrente e o ângulo de inclinação do condutor [42]. No entanto, a existência de dispositivos como este apresenta alguns desafios, como por exemplo determinar em que ponto das linhas instalar os sensores, pois a sua instalação em toda a extensão da linha envolveria custos demasiado elevados, mas também apenas um ponto não representa as condições meteorológicas de toda a linha. Um dos critérios para esta escolha pode ser a direção do vento, escolhendo o ponto da linha que esteja melhor alinhado com a direção predominante na região [48].

Os dados recolhidos em dispositivos como o PowerDonut™ são enviados para o ORT para a determinação da capacidade máxima de transporte do condutor em questão para as condições meteorológicas registadas. Estes resultados podem ser introduzidos num sistema de controlo como o SCADA e ficarem assim disponíveis para o ORT tomar decisões quanto ao fluxo de energia que irá passar pelos condutores [39]. Em alternativa a estes dispositivos, há a possibilidade de aproveitar estações meteorológicas localizadas próximas das linhas, o que no entanto nem sempre poderá ser benéfico em termos de dados de velocidade do vento, pois por vezes estes são recolhidos em locais estratégicos com elevadas velocidades, para fins de estudo de potencial eólico, o que contrasta com os trechos críticos de capacidade de transporte das linhas uma vez que estes se localizam em locais com pouco vento [54]. Nestes casos a velocidade do vento pode ser calculada a partir de outras variáveis meteorológicas ou através de um *software* como por exemplo o ThermalRate™. [42]

Para além dos dados necessários ao cálculo da *ampacity* poderem ser medidos localmente pelos já referidos dispositivos, também podem ser previstos através dos modelos utilizados nas previsões meteorológicas, ou ainda serem utilizados dados meteorológicos históricos. O uso destes dados históricos implica a utilização de métodos probabilísticos, nomeadamente o cálculo de funções de distribuição de probabilidades das variáveis meteorológicas. Quanto aos dados calculados por modelos numéricos de previsão do tempo (*numerical weather prediction* – NWP), são obtidos em forma de uma grelha espacial, o que representa uma elevada disponibilidade de dados a nível geográfico, e um horizonte temporal superior a 84h, permitindo o cálculo da capacidade de transporte da linha desde um período de poucas horas até alguns dias. Segundo Hosek *et al.* ([54]), este tipo de modelos tem a capacidade de prever dados em poucas dezenas de segundos, no entanto processar e armazenar esse volume de informação torna-se difícil a nível estratégico, por isso a opção é escolher intervalos de tempo mais alargados, mas inferiores a 30 minutos, pois a partir dessa escala temporal o DLR poderá tornar-se impreciso [54]. Também o mesmo autor indica que a variação da temperatura do condutor só é significativa após os 8,3 minutos, isto porque o condutor não reage tanto às variações de velocidade do vento em curtos espaços de tempo devido à sua capacidade térmica. Assim sendo, o tempo ideal entre medições ou simulações de dados meteorológicos é de no máximo 10 minutos, pois após esse tempo as variações nos dados recolhidos e na resposta do condutor já são significativas.

A disponibilidade de uma ferramenta como a que se pretende desenvolver ao longo deste trabalho permite a obtenção dos dados meteorológicos fundamentais ao cálculo da capacidade de transporte das linhas elétricas. Uma vez obtidos os dados por simulação (NWP por exemplo) é possível interpolá-los para os locais de interesse e extrair os valores coincidentes com a localização das linhas, utilizando para tal análises espaciais em ambiente GIS. Esta metodologia permite uma estimação das condições meteorológicas registadas *in loco* quando não há a possibilidade de instalar os dispositivos propriamente ditos.

Capítulo 3 – Recolha de Dados e Caso de Estudo

A realização deste trabalho envolveu a recolha de uma elevada quantidade de dados referentes à caracterização das linhas elétricas e respetivas subestações, às características dos parques eólicos da área de estudo bem como das linhas e subestações às quais estes estão ligados. Além disso, todos os dados meteorológicos necessários ao cálculo de DLR foram obtidos através de um modelo numérico de previsão do tempo (*numerical weather prediction model – NWP*), à exceção da radiação solar, que foi calculada com uma ferramenta do ArcGIS®

3.1 Mapa georreferenciado da Rede Nacional de Transporte

No Centro de Informação REN, é disponibilizado um mapa georreferenciado da RNT em formato CAD (Computed Aided Design), um tipo de ficheiro constituído por várias camadas (*layers*), que podem ser um conjunto de pontos, linhas ou polígonos. Este tipo de ficheiros é criado num *software* de desenho, como por exemplo o AutoCAD®.

A camada de linhas neste mapa da RNT contém a informação mais importante para este trabalho, que são as linhas da rede de transporte, sendo constituída por um conjunto de linhas de 150 kV, 220 kV e de 400 kV, e ainda apresenta o traçado das linhas fora de serviço, das projetadas e dos cabos submarinos. Além da *layer* de linhas, também a de anotações será importante para apresentar os códigos das linhas no mapa.

Relativamente ao sistema de coordenadas em que este mapa se encontra foi necessária alguma pesquisa para o definir, pois este não estava identificado no ficheiro. Através de um anexo de um documento oficial da REN chegou-se à conclusão de que o mapa está em coordenadas militares Datum Lisboa [55]. Uma vez que se sabe qual o sistema de coordenadas, é necessário defini-lo, para isso recorreu-se à ferramenta *Define Projection*, que tem como função associar um sistema de coordenadas a um ficheiro cujo sistema é desconhecido.

Antes de introduzir o mapa georreferenciado da RNT no ArcMap™ este teve que ser importado para uma *geodatabase* para possibilitar a sua utilização e manipulação em ambiente GIS, mantendo a diferenciação dos objetos de ambiente CAD. Uma *geodatabase* é um banco de dados que armazena *features* com informação geográfica e relações entre si, o que permite uma manipulação centralizada dos dados e uma edição mais precisa [56].

Após a introdução do mapa em ambiente GIS foram adicionadas várias colunas às tabelas de atributos das *layers* de 150 kV e de 220 kV, posteriormente preenchidas em Excel com informações relativas às linhas, e de seguida novamente importadas para ambiente GIS. Essas informações das linhas foram obtidas no relatório anual com a caracterização da rede nacional de transporte para o ano de 2014 que pode ser consultado no *site* da REN [17]. As características das linhas incluem o barramento inicial e final de cada uma, o tipo de cabo, o seu comprimento, a tensão da linha, resistência (R), reatância (X), susceptância (B) e a capacidade térmica máxima de projeto para a Primavera (temperatura ambiente de 25 °C), Verão (temperaturas entre os 30 e os 35 °C), Outono (20 °C) e Inverno (15 °C) [17]. Em muitos casos não foi possível encontrar as características da linha, isto porque se tratavam de linhas que atualmente estão fora de serviço. Assim sendo, foi necessário recorrer aos relatórios anuais da REN de anos anteriores em busca dessas linhas que não constam do documento publicado em 2015, e utilizar as características do último ano em que estiveram em serviço. Como forma de as diferenciar visualmente foi criada uma categoria em que as linhas fora de serviço eram representadas com uma cor diferente das linhas em operação. Mesmo assim, ainda restaram pequenos troços que não estão documentados e portanto não se sabem as suas

características, como por exemplo, o tipo de condutor utilizado. Nesses casos optou-se por deixar um “-” onde faltam informações, sendo posteriormente possível a qualquer momento preencher essas lacunas.

3.2 Dados meteorológicos

Foram utilizados dados meteorológicos das componentes u (latitudinal) e v (longitudinal) do vento (ambas em m/s), da temperatura ambiente (em Kelvin), da temperatura do ponto de orvalho (em Kelvin) e da humidade relativa do ar. Estes foram calculados por um grupo de investigadores da UAER – Unidade de Análise Energéticas e Redes, do LNEG que utilizaram para tal um modelo numérico de previsão do tempo (*numerical weather prediction model – NWP*) [57].

O NWP utilizado para obtenção dos dados foi o modelo de mesoscala MM5 - “Fifth Generation Mesoscale Model” [58] desenvolvido pelo PSU/NCAR – “Pennsylvania State University / National Center for Atmospheric Research” usando as condições iniciais e de fronteira do modelo *Global Forecast System* (GFS) com uma resolução espacial de 1° x 1° [59]. Este tipo de modelos NWP descreve o comportamento e evolução das massas de ar e trata de forma específica os fenómenos relacionados com a turbulência e estratificação atmosféricas, até uma resolução espacial máxima de 1 km x 1 km [60].

A simulação numérica dos dados, realizada pelo grupo de investigadores do LNEG, foi configurada para gravar dados de hora a hora em quatro domínios (81, 27, 9 e 3 km), usando as parametrizações mais adequadas para a região de estudo e uma grelha vertical irregular com 26 níveis sigma [57]. Neste caso, foi utilizado o domínio de 3 km e o nível sigma 0.9885 (correspondente aproximadamente a 86 m de altura acima do solo). O modelo NWP MM5 foi executado quatro vezes por dia usando as condições inicial e de fronteira em 00 UTC, 06 UTC, 12 UTC e 18 UTC, para fornecer previsões determinísticas durante 2009 e 2010 com um horizonte temporal de 6h [57].

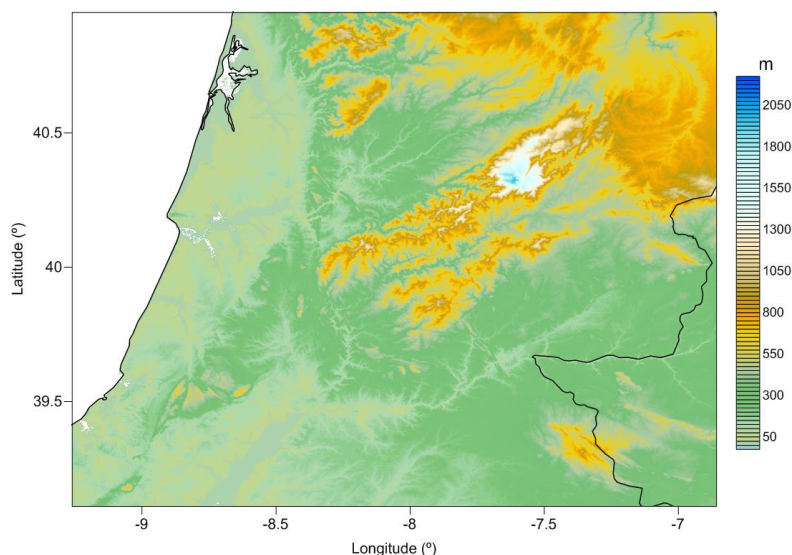


Figura 11 – Orografia da região para o domínio de simulação dos 3 km

A partir da malha de pontos resultante pretende-se realizar uma interpolação, de forma a obter-se uma superfície mais densa de pontos, e portanto mais adequada ao trabalho a realizar. O objetivo final passa pela criação de um modelo em ArcGIS® que permita a leitura e interpolação automática de qualquer conjunto de dados meteorológicos para a análise da rede da área geográfica considerada.

Quanto aos dados da radiação solar necessários a este trabalho, estes foram calculados com uma ferramenta do ArcGIS®, processo descrito no subcapítulo 4.1.

3.3 Caracterização do Caso de Estudo

A área selecionada para este estudo é a zona do Pinhal Interior, situada entre os distritos de Coimbra, Guarda, Santarém e Castelo Branco. Esta zona é marcada por uma elevada produção renovável, tanto eólica como hídrica, pois aí se situam grandes parques eólicos como o de Pampilhosa da Serra, Gardunha, Penamacor e Pinhal Interior e grandes centrais hídricas como a do Cabril, Fratel, Pracana e Castelo do Bode. Esta produção renovável acentuada introduz na RNT algumas perturbações que poderão ser contornadas com o estudo do clima da região e subsequente avaliação das condições meteorológicas a que a mesma está sujeita, o que também é útil para efeitos de previsão de produção eólica, além dos já referidos estudos de limitação dinâmica da capacidade de transporte das linhas elétricas para a otimização da gestão da rede.

Nesta região foram escolhidas para estudo as linhas de transporte que formam o anel amarelo (linhas de 220 kV) e azul (linhas de 150 kV) representado na Figura 12. As linhas a vermelho são de 400 kV, mas não serão consideradas para este estudo, pois já se situam mais ao largo do Pinhal Interior, podendo não sofrer efeitos tão diretos da produção renovável da região quanto as restantes tipologias de linhas.

Quanto à representação dos parques eólicos em ambiente GIS, esta exigiu conhecer as suas coordenadas geográficas e respetivos dados técnicos tais como a potência instalada, o número de máquinas que compõe cada parque bem como os modelos das turbinas e a tensão de ligação do parque à rede elétrica. Todos esses dados, exceto a tensão de ligação à rede elétrica, e também os dados relativos às grandes hídricas foram obtidos através da publicação anual *Parques Eólicos em Portugal* que o INEGI (Instituto de Ciência e Inovação em Engenharia Mecânica e Engenharia Industrial) e a APREN (Associação Portuguesa de Energias Renováveis) fazem no âmbito do projeto e²p – Energias Endógenas de Portugal, que tem como objetivo atualizar anualmente a informação sobre os parques eólicos em Portugal, neste caso foi tida em conta a última versão publicada, referente ao ano 2014 [61]. Relativamente à tensão de ligação dos parques à rede, esta foi uma informação recolhida de forma mais dispersa, pois nem todas as empresas promotoras dos parques eólicos disponibilizam essa informação ao público. No caso dos parques da EDP Renováveis esses dados foram obtidos através do documento publicado anualmente pela EDP que reúne as características da RND em média e alta tensão, onde foi possível encontrar as linhas de ligação de alguns parques eólicos à rede elétrica [62]. Também os parques da empresa Iberwind têm acessível a informação quanto à tensão de ligação destes à rede no *site* da empresa, onde é possível descarregar uma ficha técnica e um *layout* para cada um dos seus parques [63].

Os Estudos de Impacte Ambiental (EIA) revelaram-se muito importantes para a obtenção de dados relativos à tensão de ligação e ao ponto de ligação dos parques eólicos, isto porque os parques que têm pelo menos 20 torres eólicas ou que estejam localizados a uma distância inferior a 2 km de outro parque com essa característica são obrigados ao processo de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA), e no caso de se localizarem em área sensíveis a obrigatoriedade passa a abranger parques com no mínimo 10 torres, ou então que estejam também a menos de 2 km de um parque com 10 torres [64]. No entanto, para alguns parques eólicos de menores dimensões que não cumprem esses requisitos, o que implica a inexistência de EIA, não foi possível aceder a esses dados, levando à necessidade de estabelecer uma tensão de ligação de forma que o parque fosse ligado a uma subestação com transformação de tensão concordante com a tensão estipulada.

A Figura 12 ilustra a distribuição dos centros produtores eólicos e hídricos pela região, totalizando 45 parques eólicos e 13 grandes centrais hídricas. Nas tabelas do Anexo II encontra-se a listagem desses centros de produção renovável e a respetiva potência instalada em todos eles.

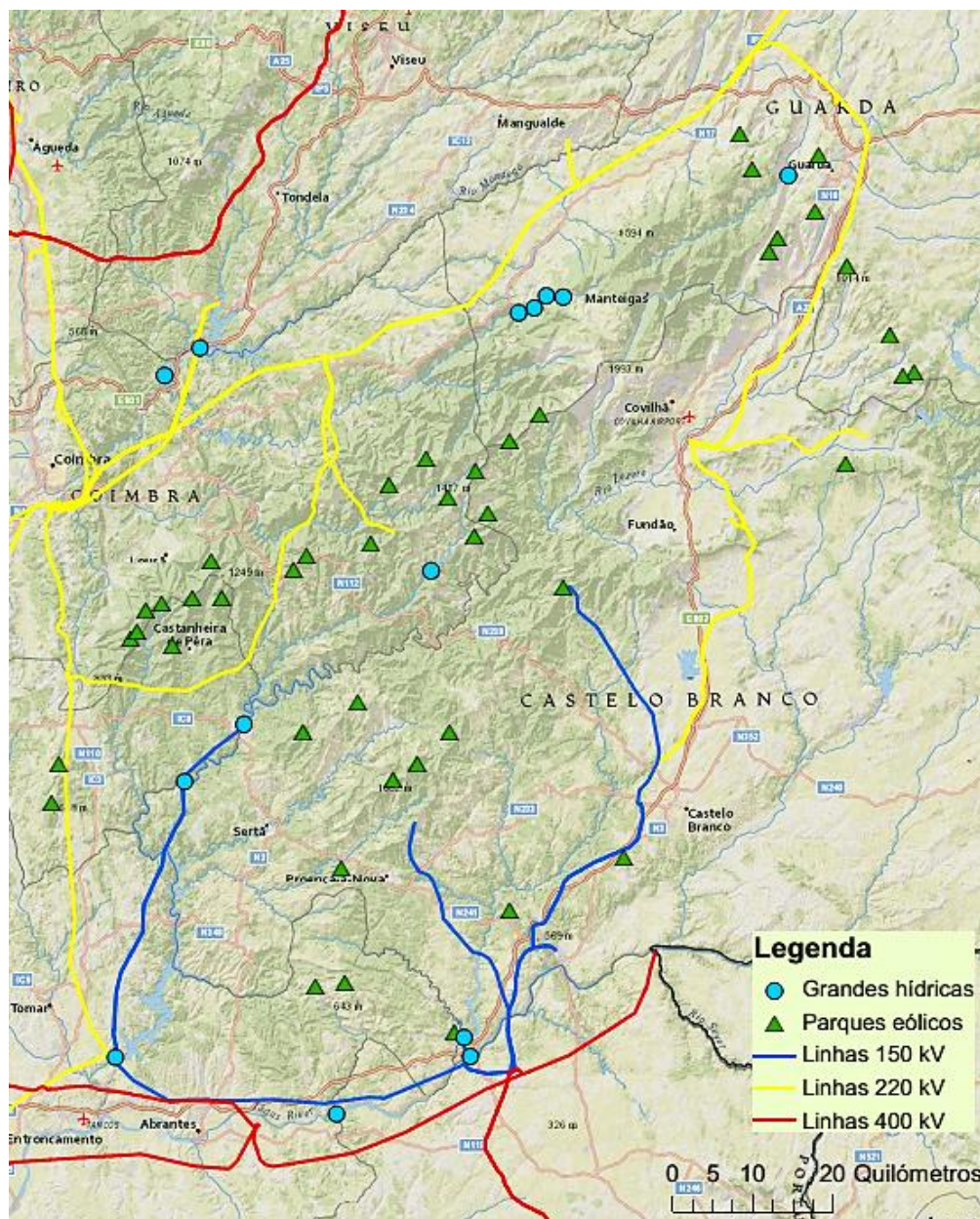


Figura 12 – Área de estudo: Pinhal Interior

3.3.1 Definição das ligações dos parques eólicos à rede elétrica

A representação dos parques eólicos foi feita por pontos no mapa, oriundos de um ficheiro Excel extraído no *site* do e2p – Energias Endógenas de Portugal [65] com informação das coordenadas do parque, potência instalada, o ano em que o parque começou a produzir energia e se ainda o faz atualmente. Um excerto da tabela extraída encontra-se na Tabela 3.

Tabela 3 – Excerto do ficheiro Excel obtido no *site* e2p, apenas com alguns parques da área de estudo

Nome	Tecnologia	Distrito/Região Autónoma	Latitude [WGS84, °]	Longitude [WGS84, °]	P _{instalada} [MW]	Estado	Ano de entrada em funcionamento
Açor	Eólica	Coimbra	40,215979	-7,86516	24,3	Em funcionamento	2004
Alto Arganil	Eólica	Coimbra	40,201674	-7,792319	36	Em funcionamento	2009
Alvaiázere	Eólica	Leiria	39,828905	-8,41285	18	Em funcionamento	2010
Beiras	Eólica	Coimbra	40,235414	-7,74217	100,8	Em funcionamento	2010
Bravo	Eólica	Castelo Branco	39,909236	-8,045785	16	Em funcionamento	2009
Cabeço da Rainha	Eólica	Castelo Branco	39,855526	-7,914221	22,2	Em funcionamento	2000
Cabeço da Rainha II	Eólica	Castelo Branco	39,873448	-7,878462	31,2	Em funcionamento	2008

Estas coordenadas foram transformadas de WGS84 para Datum Lisboa e após a introdução da tabela no ArcMap™ e consequente criação de uma *feature class* de pontos, foi feita uma seleção dos parques da área de estudo e criada uma nova *layer* com estes. Essa nova *layer* foi editada para que se adicionassem mais informações relativas aos parques eólicos, nomeadamente o número de máquinas e respetivos modelos, e também a tensão e o ponto de ligação de cada parque à rede. Após essa edição o aspeto da tabela de atributos da *layer* dos parques eólicos era o presente no Anexo III, com a diferença de que as colunas com a velocidade do vento e com a potência produzida ainda não estavam preenchidas.

O que se pretendeu de seguida foi traçar as ligações desde os parques eólicos até às subestações que os vão ligar à RNT. Como já seria de esperar, nem todos os parques estão ligados diretamente à Rede Nacional de Transporte. Através do documento de caracterização da RND que a EDP disponibiliza anualmente foi possível ver que alguns parques se ligam a subestações da EDP (pertencentes à RND) e só depois são ligados às subestações da REN. Para melhor visualização das linhas de ligação desses parques às subestações também foi consultado o mapa interativo que a EDP tem no seu portal com toda a RND a alta tensão (60 kV). [62], [66]

Na Figura 13 observa-se a zona envolvente à subestação de Tábua (REN) e verifica-se que existe uma subestação da EDP, Candosa, que se liga à primeira. Na mesma zona localizam-se dois parques eólicos, o do Açor e o de Alto Arganil, ligados por linhas de 60 kV a essas subestações. Como neste mapa não está perceptível que parque liga a qual subestação, foi necessário recorrer ao documento anual de caracterização da RND, onde estão listadas todas as linhas elétricas de alta tensão, com indicação das subestações que ligam, e também do seu comprimento, código de linha, tipo de condutor e ponta máxima registada no ano 2014. Nesse documento foram pesquisadas todas as linhas associadas a Tábua (REN) e assim se descobriu que o parque eólico de Alto Arganil está ligado

a essa subestação por uma linha de 60 kV. Quanto ao parque do Açor, verificou-se que está ligado à subestação de Candosa (EDP), e esta, por sua vez, está ligada a Tábua (REN).

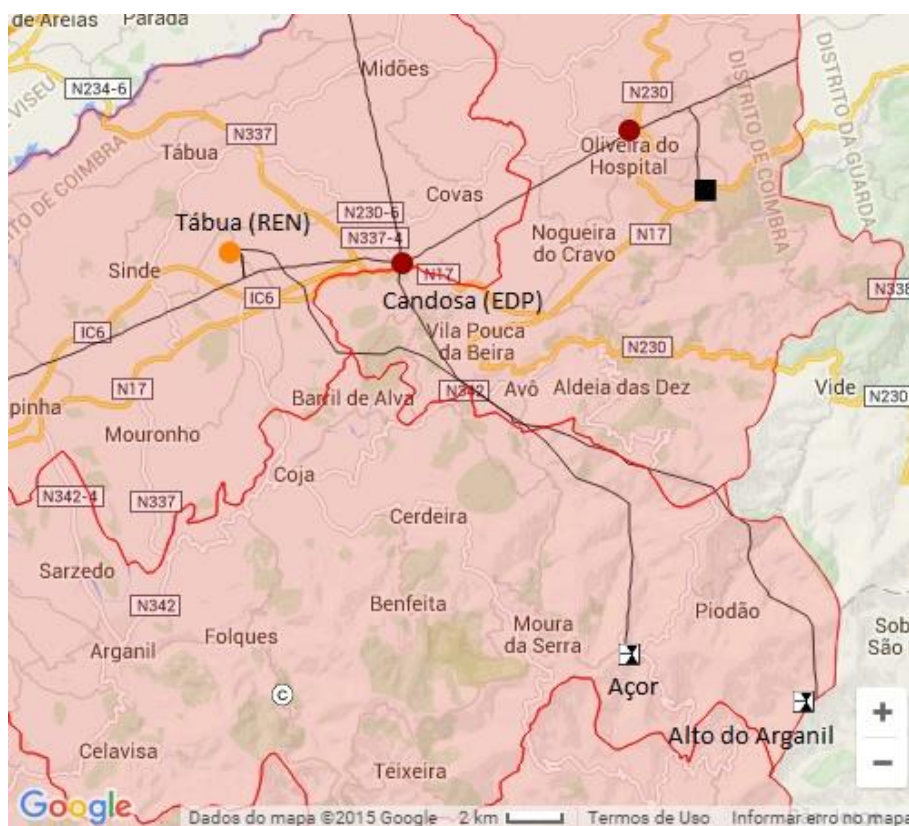


Figura 13 – Ligação dos parques do Açor e do Alto Arganil às subestações da EDP e da REN

Adotando esta metodologia tomou-se conhecimento das ligações à rede de distribuição, a uma tensão de 60 kV, dos parques eólicos da Tabela 4.

Tabela 4 – Parques eólicos ligados a 60 kV [62], [66]

Parque eólico	Subestação
Açor	Candosa (EDP)
Alto Arganil	Tábua (REN)
Cabeço da Rainha	Vale Serrão (EDP)
Cadafaz (PS)	Lousã (EDP) e Santa Luzia (EDP)
Coentral Safra (PS)	Lousã (EDP)
Lousã	Lousã (EDP)
Malhadas Góis	Lousã (EDP)
Mosqueiros + Mosqueiros II	Belmonte (EDP)
Mosteiro	Sabugal (EDP)
Ortiga	Penela (REN)
Prados	Guarda (EDP)
Serra da Amêndoa	Pracana (EDP)
Serra de Alvoaça	Ferro (REN)
Serra do Ralo	Chafariz (REN)
Vale Estrela	Guarda (EDP)
Vergão	Sertã (EDP)
Vila Nova (PS)	Miranda do Corvo (EDP) e Penela (REN)

Os parques eólicos com “PS” indicam que têm um posto de corte e seccionamento (indicado na Figura 14 com o símbolo x), o que indica que a produção do parque não é entregue apenas numa subestação. Nos casos de Cadafaz e Vila Nova a ligação é feita a duas subestações a 60 kV, sendo assim, considera-se que a produção é dividida 50% para cada subestação. O posto de corte de Malhadas não influencia a distribuição da produção do parque eólico de Malhadas Góis, pois este parque encontra-se ligado apenas à subestação da Lousã [67].

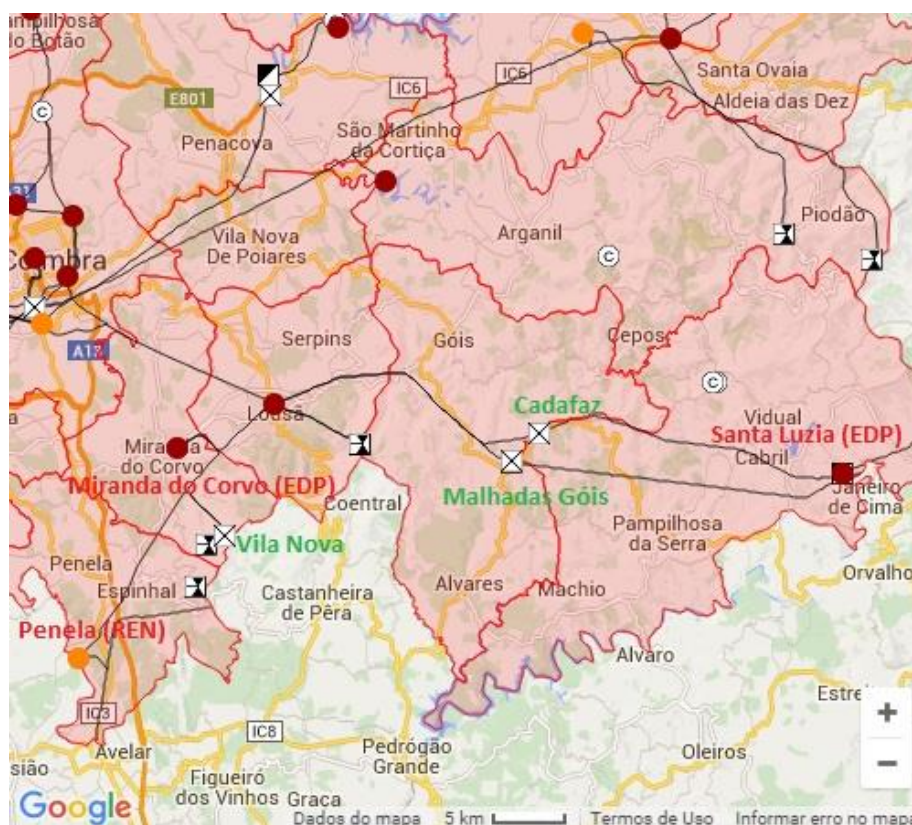


Figura 14 – Postos de sectionamento dos parques eólicos de Cadafaz, Malhadas Góis e Vila Nova

O parque eólico de Ortiga é ligado em “T” à linha que conecta a subestação de Penela (REN) à subestação de Pontão (EDP), no entanto a EDP tem prevista uma alteração, que ocorrerá entre 2017 e 2019, que ligará diretamente o parque eólico a Penela e a subestação da EDP à da REN. Esta alteração permitirá tornar a ligação da subestação de Pontão (EDP) independente da ligação ao parque da Ortiga [68]. Tendo em conta a previsão desta obra, foi efetuado o traçado da linha diretamente desde o parque eólico até Penela (REN).

Relativamente aos restantes parques não foi possível descobrir a ligação através deste método, tendo sido necessária alguma pesquisa de documentos relativos a cada um deles. Nos EIA geralmente é dada informação acerca da ligação do parque eólico à rede de distribuição ou de transporte, nomeadamente a tensão da linha e a subestação à qual esta se vai ligar. Na Tabela 5 estão os parques eólicos cuja informação referente à tensão de ligação e ao ponto de injeção na rede foram encontrados nos respetivos EIA.

Tabela 5 – Ligações dos parques eólicos referidas nos EIA

Parque eólico	Subestação	Tensão de ligação à subestação (kV)	Tensão de ligação à rede (kV)
Beiras	Folques (SP)	60	220
Cabeço da Rainha II	Castelo Branco (REN)	60	60
Gardunha	Gardunha (SP)	30	150
Lousã II	Penela (REN)	60	60
Malhadizes	Vila Nova (PE)	60	60
Pampilhosa da Serra	Pampilhosa da Serra (SP)	30	220
Penamacor	Penamacor (SP)	60	220
Pinhal Interior	Corgas (SP)	60	150
Toutiço	Pampilhosa da Serra (SP)	30	220
Vale Grande	Pampilhosa da Serra (SP)	30	220
Vila Nova II + São João	Penela (REN)	60	60

As subestações “SP” são de serviço particular, pertencentes aos promotores dos parques eólicos e são ligadas diretamente à RNT. O valor da tensão de ligação do parque eólico à rede é baseado no conceito de “ponto de ligação”, definido pelo Regulamento da Rede de Distribuição como “o ponto que estabelece a fronteira entre a rede de distribuição e a instalação de uma entidade a ela ligada” [69]. No caso das subestações de serviço particular a tensão de ligação à rede é a tensão a que estas subestações estão ligadas à mesma, pois a fronteira não é a subestação SP, mas sim a linha que a liga à RNT. Quando os parques são ligados diretamente a subestações da RNT ou da RND assume-se que a tensão de ligação é então a tensão da linha que os liga a esses pontos de ligação.

O parque eólico do Pinhal Interior é constituído por um conjunto de sub-parques como se pode ver na Figura 15, sendo alguns deles ligados à subestação a 30 kV e outros a 60 kV, subestação essa que tem várias designações, por exemplo na Figura 15 é chamada de Proença, enquanto a REN a chama de Corgas [17], e no EIA do sub-parque de Proença é chamada de Pinhal Interior [70]. Relativamente às tensões de ligação desses parques à subestação foi assumido o valor 60 kV para efeitos de desenho da linha e introdução das suas características.

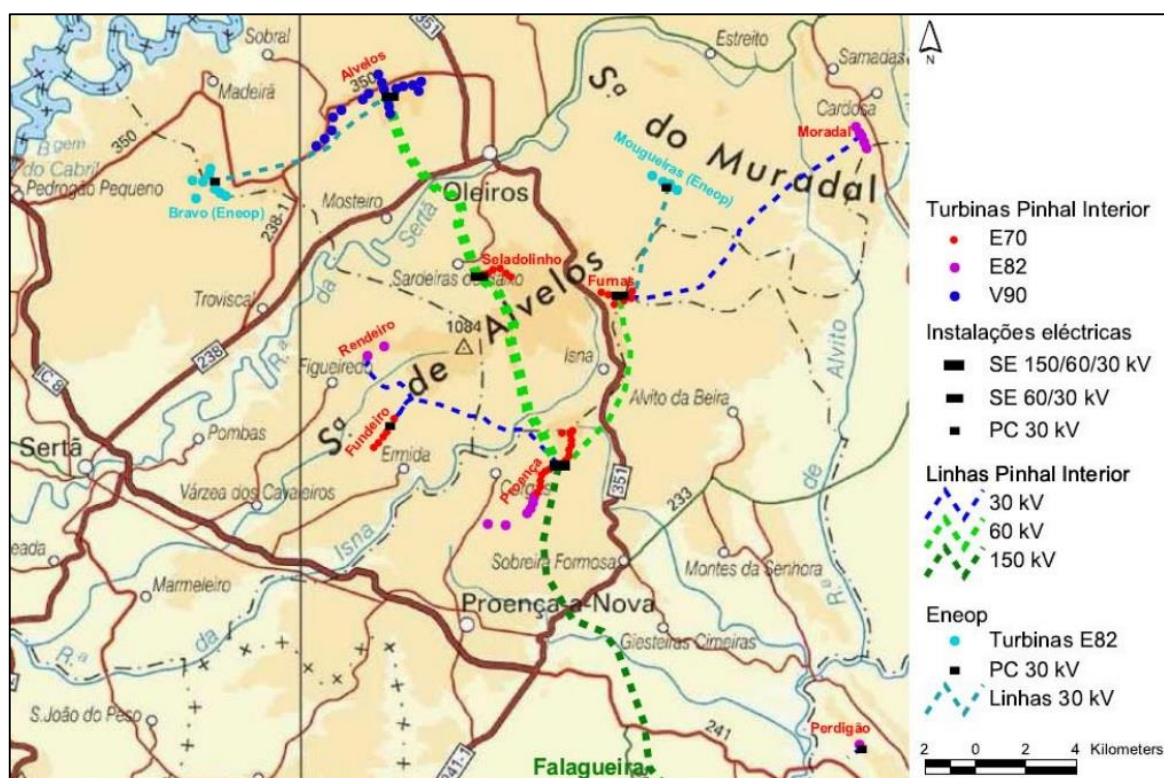


Figura 15 – Sub-parques do Pinhal Interior: Alvelos, Proença, Seladolinho, Fundeiro, Rendeiro, Fornos e Moradal. Fonte: [71]

Através da Figura 15 também se podem observar os parques eólicos Bravo e Mougueiras, ambos de outro promotor (Eneop), mas que estão ligados a subestações dos sub-parques do Pinhal Interior a 30 kV, e a partir destas é que se ligam à subestação de Corgas para serem conectados à RNT. A simplificação assumida foi ligar diretamente os parques Bravo e Mougueiras à subestação de Corgas com linhas de 30 kV, uma vez que os sub-parques não estão representados no mapa elaborado no ArcGIS® como se observa na Figura 16.

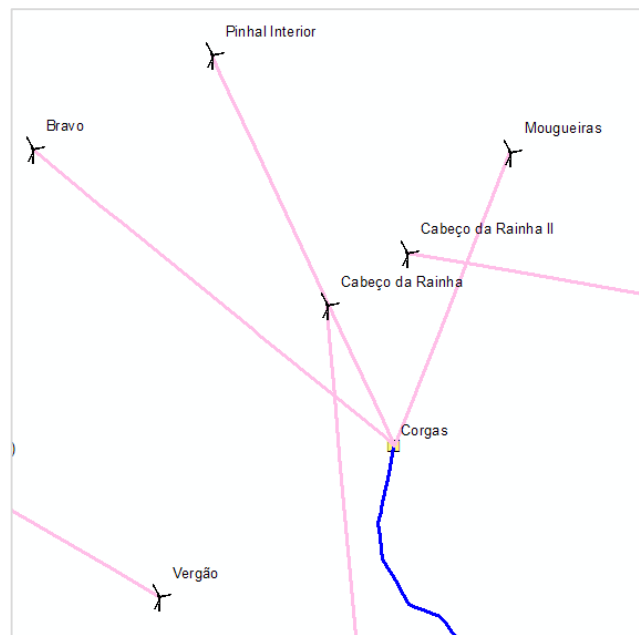


Figura 16 – Ligações dos parques eólicos Bravo, Mougueiras e Pinhal Interior à subestação de Corgas

No caso do parque eólico do Cabeço da Rainha II, no EIA não havia informação da tensão da linha por isso assumiu-se que a tensão de interligação é de 60 kV uma vez que a subestação de Castelo Branco tem os níveis de tensão 60, 150 e 220 kV.

A linha de ligação ao parque eólico de Vila Nova II liga à do parque eólico de São João e a partir desse ponto de ligação só é encaminhada uma linha de 60 kV para a subestação de Penela [72]. Por sua vez, o parque eólico de Malhadizes é ligado à subestação do parque de Vila Nova a 60 kV [72], [73]. Neste caso em que um parque é ligado ao outro e também no caso de dois parques ligados à mesma linha poderá vir a considerar-se a soma das produções dos dois parques para futuros estudos de congestionamento das linhas.

Além dos casos referidos na Tabela 5, também foram encontradas em EIA's informações sobre a ligação à rede para outros parques, no entanto foram feitas algumas simplificações a essas ligações. Uma delas foi a ligação ao parque eólico de Alvaiázere, que segundo o EIA é feita através de uma linha de 15 kV ligada à linha Pontão-Venda Nova de 60 kV, mas a solução tomada para simplificar esta ligação foi traçar uma linha de 15 kV diretamente para a subestação de Pontão (EDP) [74]. Também o EIA do parque eólico de Videira refere que a linha de ligação à rede elétrica é de 15 kV, no entanto não refere a que subestação está ligada, sendo assim este parque foi ligado à subestação de Pontão (EDP) por ser a mais próxima do parque [75]. Uma solução semelhante foi tomada para o parque eólico da Enerfer I, cujo EIA refere a ligação a 30 kV mas não indica o ponto de injeção, nesse caso foi escolhida a subestação da Talagueira (EDP) por ser a mais próxima e aceitar esse nível de tensão [76]. Por último, o parque eólico da Serra Alta é ligado a 15 kV à linha Sabugal – Quadrazais na derivação para a Quinta da Galeana, mas esta ligação foi simplificada pelo facto de a referida linha não estar representada no mapa, então o parque foi ligado diretamente a 15 kV à subestação do Sabugal (EDP) [77].

Para os restantes 9 parques eólicos foi mais difícil obter informação acerca da tensão de ligação e do ponto de injeção na rede elétrica. Como última tentativa foram introduzidas as coordenadas dos parques eólicos com informação em falta no *Google earth* e tentou-se visualizar o percurso das linhas desde a subestação do parque até uma subestação da rede elétrica, no entanto esta tentativa só foi bem-sucedida para o parque eólico da Raia, onde foi possível acompanhar o percurso das linhas desde o parque até à subestação de serviço particular de Penamacor. A linha considerada para essa

ligação foi de 60 kV, uma vez que é a tensão também da linha que liga o parque de Penamacor à subestação de mesmo nome.

Posto isto, restaram 8 parques eólicos para os quais não foi possível encontrar qualquer informação relativamente à tensão e ao ponto de ligação à rede. Para estes casos tiveram que ser assumidas as ligações presentes na Tabela 6, todas elas baseadas em questões de proximidade às subestações e de compatibilidade no que diz respeito à razão de transformação da subestação em questão.

Tabela 6 – Ligações assumidas por ausência de dados

Parque eólico	Subestação	Tensão de Ligação (kV)
Chiqueiro	Santa Luzia (EDP)	15 [78]
Dirão Rua	Sabugal (EDP)	15
Guarda	Guarda (EDP)	15
Perdigão	Ródão (REFER)	15
Pracana	Pracana (EDP)	30
Serra da Lage	Pracana (EDP)	30
Terreiro das Bruxas	Sabugal (EDP)	15
Vidual	Santa Luzia (EDP)	15

O que se pretende estudar no futuro é o impacto dos parques eólicos ao nível da RNT, no entanto, grande parte deles estão ligados a subestações da RND. Para estabelecer essa ponte entre as redes de transporte e de distribuição têm que ser mapeadas também as linhas de ligação das subestações da RND às subestações da RNT.

3.3.2 Subestações da área de estudo

Foi criada uma *layer* com as subestações da zona do Pinhal Interior. Através da localização das linhas da RNT é possível identificar os locais onde existem subestações da REN, ou seja, nas terminações das linhas há sempre uma subestação associada. Também tendo conhecimento da subestação a que cada parque eólico está ligado sabe-se a localização dela ao recorrer ao *site* da EDP com o mapa interativo da RND. Ao adicionar um mapa de imagens de satélite ao mapa em construção no ArcMAP™ e sabendo a localização aproximada da subestação EDP foi possível encontrar a subestação nas imagens de satélite e sinalizá-la no mapa com um ponto. Seguindo este procedimento obteve-se a localização exata de 15 subestações da EDP que participam de forma direta ou indireta em ligações a parques eólicos.

Tendo as subestações intervenientes todas representadas no mapa foram adicionadas informações relativas a estas, nomeadamente o ano de entrada em funcionamento, o concelho a que pertencem, as suas coordenadas em Datum Lisboa, a potência de transformadores instalados, e quando disponível também a potência de autotransformadores, condensadores e reatâncias, para além do número de painéis para cada nível de tensão.

As subestações da REN têm todas estas informações disponíveis no documento de Caracterização da RNT referente a 2014 [17], no entanto, subestações que estão ligadas à rede nacional de transporte mas que não são da propriedade da REN, como por exemplo subestações de tração da Refer e subestações de serviço particular (SP) pertencentes aos parques eólicos, não disponibilizam todas as informações publicamente. No caso das subestações de Folques, Pampilhosa da Serra, Gardunha, Penamacor e Corgas, associadas diretamente à construção de parques eólicos, não foi possível encontrar nenhuma informação técnica para além da relação de transformação. Quanto às subestações de Sobral, Mortágua, Ródão e Gouveia, todas da Refer, apenas se sabe a potência de

transformadores instalada [15], enquanto a subestação de Fatela, também da Refer, nem essa informação tem disponível, tendo sido assumida a mesma potência que as outras.

A produção em regime especial agregada por ponto injetor é uma informação que a REN disponibiliza e que também foi adicionada à tabela de atributos da *layer* das subestações, mas apenas foram tidos em conta os dados de potência instalada eólica (em MVA) pois é a tecnologia que está em análise neste trabalho. Apesar disso, também estão disponíveis na publicação da REN os dados associados à potência hídrica, solar e térmica. [17]

Foi detetado um ramal em falta no mapa georreferenciado da REN durante a pesquisa e aquisição e dados do documento de caracterização da RNT em 2014. Através da identificação de uma subestação de nome Folques, onde é ligado o parque eólico das Beiras, foi possível constatar que a mesma está ligada a um ramal da linha Pampilhosa da Serra – Tábua. Sabendo isto, foi traçado o ramal na *layer* das linhas de 220 kV e inseridas as respetivas características presentes no documento de caracterização da RNT referente a 2014.

Todas as subestações envolvidas nas ligações estão representadas na Figura 17, enquanto a tabela com as respetivas informações se encontra no Anexo IV.

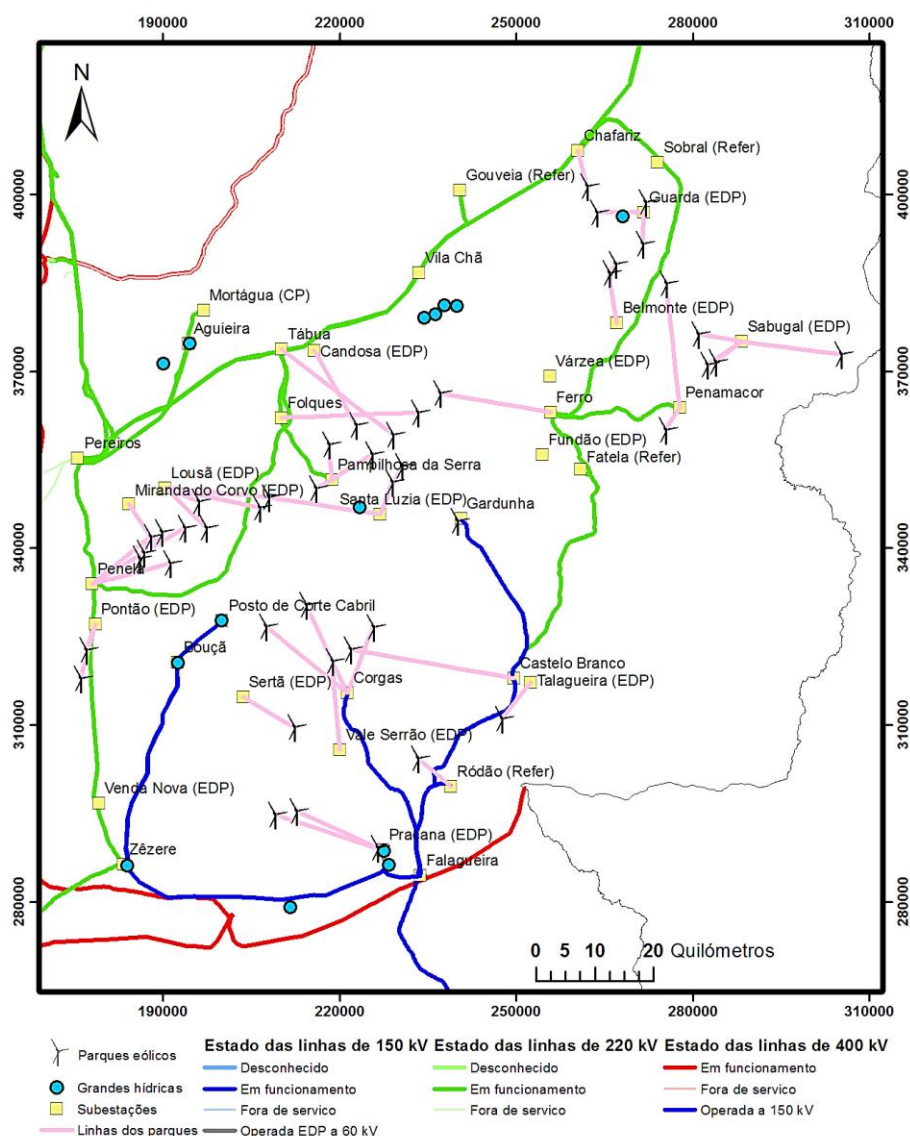


Figura 17 – Mapa da rede do Pinhal Interior, com todas as subestações, parques eólicos e grandes centrais hídricas, e ainda as linhas de ligação aos parques eólicos

Além da criação da *layer* das subestações também foi criado um ficheiro Excel com as potências de transformadores, resistência (R), reatância (X), condutância (G) e susceptância (B). No caso das subestações da REN esses dados são disponibilizados no documento de caracterização da rede, o que não acontece com as subestações da EDP e com as de serviço particular. Nesses casos, foi considerada como potência nominal instalada os valores disponibilizados no documento de caracterização da RND, e no caso das subestações particulares foi considerada a produção em regime especial agregada por ponto injetor divulgada pela REN para cada uma dessas subestações. Quanto às subestações da Refer, foi encontrada a potência instalada de quatro delas, tendo sido utilizada a mesma potência para a subestação de Fatela.

3.3.3 Definição e caracterização das ligações RND – RNT

A criação de linhas que ligam as subestações da RND às subestações da RNT torna-se necessária para que se consiga estabelecer a ligação de todos os parques eólicos à rede nacional de transporte. O conhecimento das ligações RND - RNT foi tido através do documento anual de caracterização da rede de distribuição que a EDP publicou no final de 2014 [62].

Por exemplo a subestação de Santa Luzia, que recebe a produção eólica dos parques do Cadafaz, Chiqueiro e Vidual, está ligada à subestação do Fundão, também da EDP, e esta por sua vez tem uma ligação para a subestação do Ferro, esta sim pertencente à REN. Em casos como este traçou-se uma linha Santa Luzia – Fundão e outra Fundão – Ferro. Estas linhas estão caracterizadas pela EDP quanto ao tipo de condutor, comprimento e ponta máxima.

Na Tabela 7 estão todas as linhas de ligação que foram desenhadas entre subestações, tendo sido feitas duas simplificações em termos de ligações. A subestação da Guarda está ligada a Celorico (EDP) com uma derivação para Chafariz (REN), no entanto optou-se por ligá-la diretamente a esta última, utilizando como características as da linha Celorico – Guarda II/Chafariz [62]. Também a ligação Pontão – Penela foi simplificada, pois o que existe é uma ligação em “T” desde o parque eólico de Ortiga até à linha Penela – Pontão, então o que se fez foi, como já referido, ligar Ortiga diretamente a Penela e Pontão a Penela, sem derivação. As características utilizadas para esta linha Pontão - Penela foram as previstas pela EDP para 31 de dezembro de 2019, data em que se prevê já terem sido feitas as alterações nestas ligações [68].

Tabela 7 – Ligações RND - RNT traçadas

Subestação 1	Subestação 2
Candosa	Tábua (REN)
Pontão	Penela (REN)
Sabugal	Belmonte (EDP)
Belmonte	Várzea (EDP)
Várzea	Ferro (REN)
Guarda	Chafariz (REN)
Miranda do Corvo	Lousã (EDP)
Lousã	Pereiros (REN)
Santa Luzia	Fundão (EDP)
Fundão	Ferro (REN)
Sertã	Venda Nova (EDP)
Venda Nova	Zêzere (REN)
Vale Serrão	Pracana (EDP)
Talagueira	Castelo Branco (REN)

A linha que liga a subestação de Pracana à RNT já está previamente desenhada no mapa uma vez que consta do mapa georreferenciado da REN, tal acontece porque esta linha trata-se de um ramal, denominado Fratel – Falagueira / Pracana que até 2007 era operado a 150 kV pela REN, mas desde essa data passou a ser operado pela EDP a 60 kV com a saída de serviço da subestação provisória de Pracana 60/150 kV [79]. No entanto, as características consideradas para essa linha foram as fornecidas pela REN em 2006 [80].

O traçado das linhas é feito por retas, não respeitando o traçado real, o que faz com que o comprimento da linha desenhada em ambiente GIS não corresponda ao comprimento desta na realidade, sendo sempre menor pois não tem em conta os desvios de percurso que a linha tem. No caso das ligações EDP-REN é conhecido o comprimento real das linhas, mas tal informação é desconhecida quando se trata das linhas de ligação dos parques eólicos que não são publicadas pela EDP. Aproveitando os dados das linhas documentadas da Tabela 7 foi feita uma média ponderada da proporção entre o comprimento real e o comprimento do traçado, que permitiu saber o fator de correção do comprimento da linha.

$$f_c = \frac{\sum \frac{\text{Comprimento}_{real}}{\text{Comprimento}_{traçado}}}{N} = 1,09 \quad (4)$$

A aplicação da equação (4) permitiu saber que o comprimento real da linha é em média 1,09 vezes o comprimento do traçado em linha reta, sendo N o número de linhas para as quais se sabia o comprimento real. A partir deste cálculo foi possível estimar o comprimento real das que foram desenhadas em linha reta, permitindo assim ter em conta algumas curvas que o percurso das linhas possa fazer no terreno.¹

A definição de todas estas linhas, tanto as dos parques eólicos até ao sistema elétrico público como as linhas que fazem a ligação entre a RND e a RNT, requer a sua caracterização, sendo o tipo de condutor utilizado em cada linha um dos dados mais importantes. As ligações que constam na Tabela 7 encontram-se todas no documento com a caracterização da RND, tendo lá indicado o tipo de condutor, que após alguma pesquisa se soube qual o fornecedor e o fabricante, e assim foi possível conhecer as suas características elétricas e dimensionais. Os condutores das linhas da REN também vêm referidos na sua publicação anual e facilmente foram encontradas as especificações destes. Essas especificações de todos os condutores foram inseridas num ficheiro Excel e foram calculadas algumas que faltavam, nomeadamente a massa de alumínio e a massa de aço por metro. Um excerto desse Excel encontra-se na Tabela 8, enquanto a tabela completa está no Anexo V. Os condutores AA 105 e AA 110, correspondentes às ligações Cadafaz – Santa Luzia e Sabugal – Belmonte respetivamente, não foram utilizados por impossibilidade de encontrar as suas características. Nesses casos foi utilizado o condutor AA 090 por ser um dos que é utilizado nas subestações/parque em que existem os condutores em falta.

¹ De notar que, numa futura potencial aplicação da ferramenta em ambiente real, o traçado das linhas seria, naturalmente, disponibilizado pelo operador da mesma forma geo-referenciada e com a discretização adequada.

Tabela 8 – Excerto da tabela com as características dos condutores das linhas elétricas documentadas pela EDP e REN (linhas de 60, 150 e 220 kV)

Condutor	Área total (mm ²)	Massa (kg/km)	R máxima a 20 °C (Ω/m)
AA 090	88	306,4	0,3806
AA 105	-	-	-
AA 110	-	-	-
AA 130	127,2	588,4	0,3598
AA 160	157,9	547,3	0,2124
AA 235	235,1	813,3	0,1425
AA 325	326,1	1212,6	0,1093
LXHIOLE 400	3848,5	4880	0,2
LXHIOLE 630	4656,6	5920	0,23
LXHIOLE 1000	5674,5	7440	0,28
Zebra	484,5	1621	0,0674
Bear	325,6	1213	0,1093
Aster 570	570,2	1574	0,0583

Sabendo o número de fios de aço e de alumínio que constituem o condutor e os respetivos diâmetros foi possível calcular a área de alumínio e de aço. Para o conhecimento da massa de cada material foi utilizado o cálculo demonstrado na equação (5), em que foram necessárias as massas volúmicas do alumínio e do aço, tendo sido utilizados os valores 2703 kg/m³ e 7780 kg/m³ respetivamente, estabelecidos no documento normativo DMA-C34-120/N. [81]

$$m_{al} = \text{Área}_{al} \times \text{Massa volúmica}_{al} \quad (5)$$

Para muitas das linhas que ligam os parques eólicos às subestações não foi possível saber o condutor que é utilizado, pois em muitos casos são linhas de serviço particular, construídas e operadas pelo promotor do parque e em outros casos são linhas que foram estipuladas por falta de informação. Tendo em conta esta falha de informação foram escolhidos os condutores mais comuns para cada tensão da linha. Assim sendo, para as linhas 60 kV foi escolhido o condutor de alumínio com alma de aço com secção 325 mm² (AA 325) por ser o mais utilizado pela EDP nas suas linhas de 60 kV. Para as linhas de 30 kV foram escolhidos dois tipos de condutores, um para linhas aéreas e outro para subterrâneas, isto porque as ligações dos parques eólicos às subestações de serviço particular, como por exemplo a da Gardunha, são feitas geralmente com cabos enterrados em valas [82] e as ligações a subestações do serviço elétrico público são feitas por linhas aéreas. Portanto, para as linhas aéreas foi escolhido o condutor Aster 148, tendo sido esta escolha feita com base numa ligação conhecida de um parque eólico a 30 kV, que neste caso foi o parque eólico da Serra do Cume, na ilha Terceira. Houve necessidade de recorrer a dados da Eletricidade dos Açores (EDA) porque a EDP não divulga informações das linhas a 30 kV, ao contrário da primeira, que opera uma rede com dimensões muito menores e por isso publica as características das suas linhas até ao nível dos 10 kV [83]. Quanto ao condutor escolhido para as linhas subterrâneas, este foi o LXHIOV 240, de acordo com as Regras de Execução dos Circuitos de MT em subestações de distribuição, que seguem o DMA-C33-251/N [84]. E finalmente, para as linhas de 15 kV foi escolhido também um condutor de alumínio com alma de aço, mas de secção 90 mm² (AA 090), isto porque é o que tem menor secção entre aqueles que a EDP utiliza para linhas de 60 kV, portanto também será indicado para linhas de menor tensão.

Foram necessários alguns cálculos extra para os cabos isolados com polietileno, isto porque a alma condutora de alumínio encontra-se revestida por várias camadas isolantes e semicondutoras e também por uma blindagem em fios de cobre que impede a propagação de água (Figura 18).



Figura 18 – Composição dos cabos LXHIOLE. Fonte: [85]

De forma a saber a área de alumínio foi feito o cálculo do diâmetro traduzido pela equação (6), no entanto não foi possível saber a espessura da camada semicondutora, o que implica que o cálculo da área de alumínio não tenha sido feito com muita exatidão. Outro fator que contribui para o cálculo não muito exato da área de alumínio é o facto de não se dispor de informação do número de fios que o cabo tem e do diâmetro de cada um. Esta informação permitiria calcular a área de alumínio nestes condutores isolados da mesma que para os cabos nus de alumínio e aço, mas nem o número de fios nem o seu diâmetro são divulgados pela fabricante destes cabos revestidos, que no caso é a Solidal.

$$Diâmetro_{al} = \left(\frac{Diâmetro_{sobre\ isolamento}}{2} - Espessura_{isolação} - Espessura_{bainha} \right) \times 2 \quad (6)$$

Foi criado um ficheiro Excel com todos os dados relativos aos cabos necessários à futura modelação das linhas congestionadas. Esses dados incluem as áreas de alumínio, aço e total, o número de fios de alumínio e aço e os respetivos diâmetros, a massa por unidade de comprimento e a resistência elétrica máxima a 20 °C.

As características elétricas e dimensionais de todos os condutores, exceto Zebra, Bear e Aster 570, foram obtidas no catálogo do fabricante Quintas e Quintas Condutores Elétricos S.A. e no Capítulo V do manual de Características Técnicas dos Condutores de Energia e Cabos Elétricos da Solidal Condutores Elétricos S.A.. Para os condutores Zebra e Bear foram utilizadas as especificações do catálogo da KHCK [86], e para o Aster 570 foram as da Sural [87]. Todas as características dos condutores encontram-se no Anexo V, havendo ainda no ficheiro Excel as seguintes informações complementares:

- $c_p \text{ Al } 20^\circ\text{C} = 899,56 \text{ J/kg.K}$ ([50])
- $c_p \text{ Aço } 20^\circ\text{C} = 460,24 \text{ J/kg.K}$ ([50])
- Coeficiente de temperatura Al = $3,60 \times 10^{-3} \text{ K}^{-1}$ ([81])
- Coeficiente expansão linear Al = $2,30 \times 10^{-5} \text{ K}^{-1}$ ([81])
- Coeficiente expansão linear Aço = $1,15 \times 10^{-5} \text{ K}^{-1}$ ([81])
- Absortividade Al = 0,5 ([49])
- Emissividade Al = 0,5 ([49])

Capítulo 4 – Metodologia da construção do modelo

A realização deste estudo das condições meteorológicas para posterior avaliação da capacidade de transporte da rede elétrica e gestão de congestionamentos fez com que fosse necessária a utilização de vários dados, tanto topográficos, como meteorológicos e ainda dados técnicos da rede em questão. O conjunto desses dados permite manipular em ambiente GIS toda essa informação para que se obtenham os resultados pretendidos: as condições meteorológicas ao longo das linhas de transporte de energia e a estimativa de produção dos parques eólicos do Pinhal Interior.

4.1 Ferramentas para introdução dos ficheiros com dados meteorológicos e para cálculo da radiação solar

A utilização de ficheiros Excel com dados meteorológicos criou a necessidade de se automatizar o processo de entrada de dados no ArcGIS®, uma vez se pretende construir uma aplicação gráfica geral que possa aceitar diferentes ficheiros com dados de entrada para realizar os cálculos e obter os valores necessários à prossecução do modelo. A interface criada permite a introdução desses ficheiros e o respetivo tratamento que passa nomeadamente pela definição e alteração do sistema de coordenadas e a sua transformação numa *feature* de pontos passível de interpolar.

Para criar essa interface foi utilizado o Modelbuilder, que consiste numa aplicação do ArcGIS® para criar e editar modelos. Esses modelos utilizam várias ferramentas de geoprocessamento do ArcToolbox, criando uma sequência de operações que vai desde a aceitação dos valores de entrada até ao resultado final pretendido. Os modelos criados funcionam como novas ferramentas no ArcToolbox, que executam múltiplas operações, ou seja, pode-se criar uma ferramenta que faz todos os procedimentos que queremos, ao invés de utilizar cada ferramenta individualmente.

Os modelos criados no Modelbuilder têm uma componente visual que facilita a programação e construção do modelo, muito diferente da programação em linguagem *python* por exemplo. Neste caso são utilizadas caixas coloridas, tendo cada cor um significado: as caixas amarelas representam as ferramentas que são executadas no modelo, as ovas verdes são os *outputs* dessas ferramentas, as azuis são os *inputs* iniciais e os hexágonos representam os iteradores.

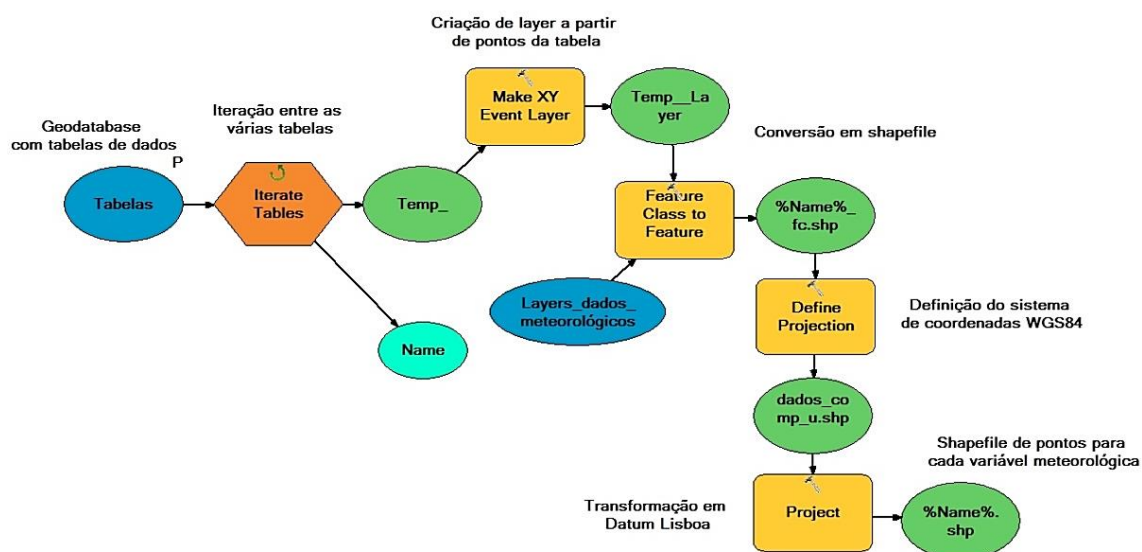


Figura 19 – Modelo para automatização da introdução dos ficheiros Excel contendo dados meteorológicos (Input Data)

A caixa de diálogo da interface criada apresenta os parâmetros que se quer definir ao executá-la. Para isso, na criação/edição do modelo há que definir como Model Parameter os *inputs* que se quer variar cada vez que o modelo é executado. Esses parâmetros variáveis são apresentados com um “P” no diagrama no modelo (Figura 19).

Na construção da interface foram utilizadas ferramentas que permitem a introdução de ficheiros Excel em ambiente GIS e os transformam em ficheiros do tipo *shapefile* de pontos, para que estes possam ser manipulados no *software* ArcGIS®. Além disso foi feita uma definição e uma transformação de coordenadas com esses dados meteorológicos para que ficassem em Datum Lisboa. Quanto ao formato de introdução das tabelas Excel no modelo, estas têm que ser previamente importadas para uma *geodatabase*, isto porque dentro de uma pasta podem por vezes estar diversos ficheiros de dados meteorológicos de diferentes dias e horas, mas ao criar uma *geodatabase* para cada conjunto de dados de uma determinada hora ou dia estes ficam separados, não existindo o risco de se misturarem.

No que diz respeito aos dados de radiação solar, estes foram calculados com recurso à ferramenta *Area Solar Radiation*, que calcula a radiação solar em Wh/m^2 para uma superfície *raster* de elevação do terreno. O *raster* em questão foi o Digital Terrain Model (DTM) de Portugal, que antes de ser introduzido no modelo sofreu um recorte para a área de estudo e uma reamostragem (*resampling*) para diminuição da resolução, isto porque quanto menor o tamanho da célula maior é a resolução, o que torna o cálculo da radiação demasiado lento e moroso. Para aumentar o tamanho da célula para 100 metros foi utilizada a técnica *Cubic Spline* que utiliza uma convolução cúbica, determinando o novo valor da célula baseado numa curva suavizada que passa pelos 16 centros mais próximos da célula de *input* [88].

Atendendo mais uma vez ao facto de esta ferramenta envolver um cálculo bastante demorado e exigente para o computador do ponto de vista da memória utilizada, optou-se por separá-la dos restantes modelos construídos em Modelbuilder. Assim sendo, evita-se a execução desta todas as vezes que se pretenda modificar o modelo descrito de seguida no subcapítulo 4.2.

Ao cálculo da radiação solar foram impostas três condições:

1. Realizar o cálculo para a mesma hora para a qual os dados meteorológicos foram obtidos.
 - 1.1. Caso não se saiba a hora escolhe-se a hora compreendida entre as 12 h e as 13 h do dia amostrado.
2. Escolher a longitude -8° , uma vez que a área de estudo abrange longitudes entre os -6° e os -9° .
3. Manter os valores *default* para os restantes parâmetros requeridos pela ferramenta

4.2 Modelo para recolha de dados meteorológicos nas linhas e estimação de produção eólica

A automação do processo para a leitura de diversas condições meteorológicas cobre a sequência de operações desde a interpolação dos dados meteorológicos até à identificação do troço de linha com as piores condições meteorológicas para o transporte de energia. Além disso, a existência de dados de velocidades de vento cria a possibilidade de previsão de produção eólica de cada parque através do conhecimento das curvas de potência das máquinas que os constituem.

4.2.1 Divisão das linhas em troços

As linhas do caso de estudo foram representadas em duas *layers* diferentes, uma com as linhas de 150 kV e outra com as linhas de 220 kV. As linhas de 400 kV apenas foram representadas, não sendo utilizadas no decorrer deste trabalho pois não existem na região de estudo.

O objetivo é poder analisar cada troço de linha contido numa quadrícula de 5 x 5 quilómetros, de forma que a análise seja mais detalhada e a tornar possível a determinação do troço crítico de cada linha. Para isso, antes da construção do modelo, foi introduzida uma grelha de 5 x 5 quilómetros no mapa (Figura 20), utilizando a ferramenta *Create Fishnet*. A extensão da grelha escolhida foi a *layer* da CAOP (Carta Administrativa Oficial de Portugal) 2014, o tamanho da célula foi 5000 metros e a geometria polígono.

Após inserir a grelha de 5 x 5 quilómetros procedeu-se à interseção das *layers* das linhas de transporte com esta para que as mesmas ficassem divididas por troços. Esta ação foi realizada com a ferramenta *Intersect* para as três tipologias de linha (150, 220 e 400 kV) e para as linhas de ligação dos parques eólicos e linhas de ligação RND – RNT, resultando em cinco novas *layers*, mas divididas de 5 em 5 km.

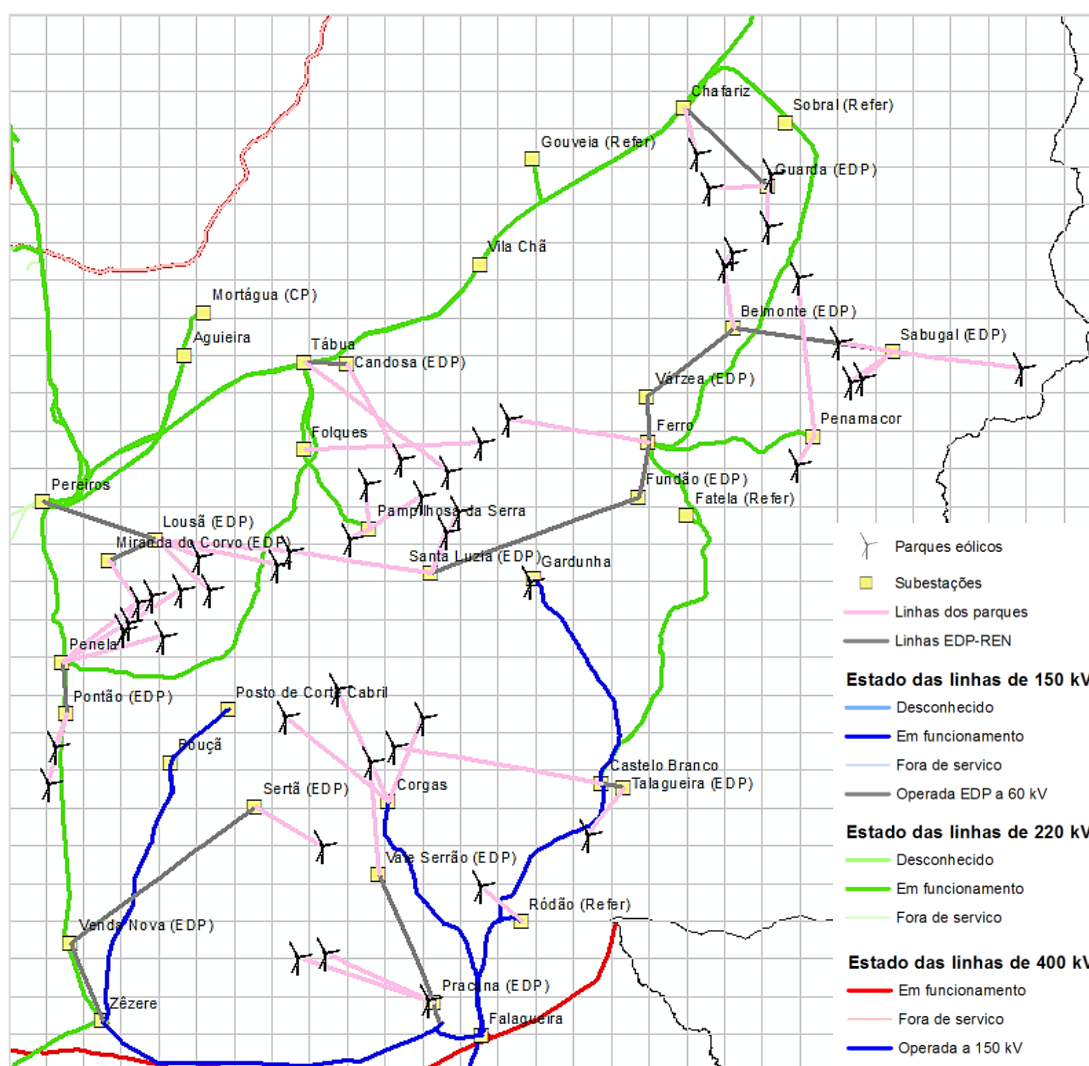


Figura 20 – Grelha de 5 x 5 km utilizada para dividir as linhas em troços de 5 quilómetros.

4.2.2 Informação a calcular

Alguns dos dados mais relevantes para a futura otimização da gestão da rede elétrica congestionada são o módulo da velocidade do vento mínima (denominado V) e o ângulo de ataque (α). Para a obtenção destes parâmetros são no entanto necessários alguns cálculos preliminares.

No caso do módulo da velocidade do vento (V), este é calculado através de (7):

$$V = \sqrt{v_{min}^2 + u_{min}^2} \quad (7)$$

Em que v_{min} é a velocidade longitudinal do vento e u_{min} é a velocidade latitudinal do mesmo. Quando a componente v é positiva o vento sopra de Sul para Norte, e no sentido contrário se esta for negativa. Relativamente à componente u , esta representa vento de Oeste para Este se for positiva, e quando é negativa significa que o vento sopra de Este para Oeste. São escolhidos os valores mínimos pois as velocidades de vento menores são as que representam os casos mais propícios ao congestionamento das linhas elétricas devido ao baixo poder convectivo que têm no arrefecimento das linhas.

Para calcular o ângulo de ataque é necessário calcular o ângulo de incidência das componentes u e v na linha elétrica e também o ângulo que a própria linha faz com as perpendiculares a esta. Esse ângulo que a linha faz com a perpendicular é calculado por relações trigonométricas envolvendo as coordenadas geográficas da linha e assumindo que a linha é reta, por isso são desprezadas as curvas. Por exemplo na Figura 21 assume-se que a linha elétrica é a azul, desprezando as irregularidades da linha real (a verde). Utilizando a diferença entre as coordenadas x e y dos pontos A e B obtém-se o comprimento dos catetos do triângulo formado pela linha e pela quadrícula da grelha. Tendo isto é possível calcular o ângulo μ através de (8).

$$\mu = \tan^{-1} \frac{|y_2 - y_1|}{|x_2 - x_1|} \quad (8)$$

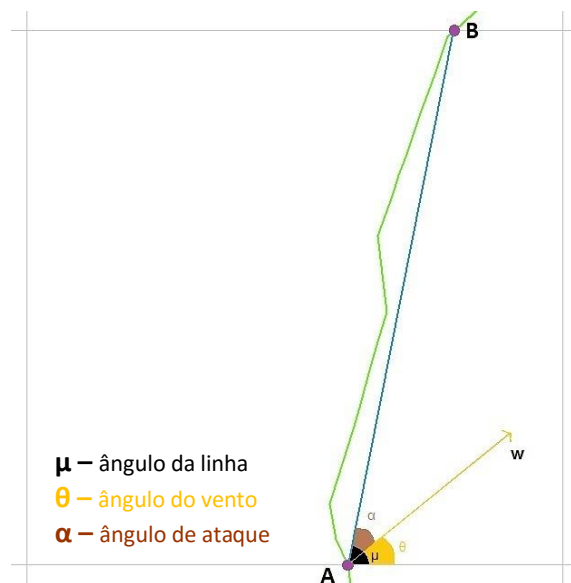


Figura 21 – Exemplo da aproximação feita às linhas e dos ângulos calculados

Este ângulo μ foi calculado com recurso a um pequeno código em linguagem *python* em que foi estabelecida uma condição para o caso de a coordenada x do ponto A ser igual à x do ponto B, o que significa que a linha é paralela ao eixo yy e portanto o ângulo é de 90° .

Quanto ao ângulo de incidência do vento, este é calculado através do arco do cosseno do ângulo formado entre V e u ou entre v e V . No caso foi utilizada a relação trigonométrica entre V e u :

$$\theta = \cos^{-1} \frac{u_{min}}{V} \quad (9)$$

O ângulo de ataque do vento na linha é o ângulo compreendido entre a direção do vento e a normal à linha, obtendo-se com a subtração do ângulo de incidência do vento (θ) ao ângulo μ que a linha faz com a perpendicular. Caso o ângulo do vento seja superior ao ângulo da linha é feito o módulo para que se obtenha o valor absoluto do ângulo de ataque.

Para a realização destes cálculos foi necessário acrescentar algumas colunas às tabelas de atributos de todas as *layers* de linhas, que posteriormente serão preenchidas com os resultados das interpolações, com as coordenadas dos troços e os resultados dos cálculos. As coordenadas foram conseguidas com a função *Calculate Geometry*, que permite obter as coordenadas dos pontos iniciais e finais de cada troço. Com estes dados foi calculado o ângulo μ que a linha faz com a quadrícula da grelha em que se insere. Este cálculo foi realizado antes da construção do modelo, pois apenas é necessário efetuá-lo uma vez em cada *layer*.

4.2.3 Interpolação, extração e compilação dos dados meteorológicos

A ferramenta de interpolação é crucial para o desenrolar do modelo, pois é dela que resultará um ficheiro *raster* de células com um tamanho especificado contendo os dados pretendidos neste trabalho. Os dados de entrada nessa ferramenta são as *layers* que resultam da ferramenta **Input Data**, descrita no subcapítulo 4.1, que contém dados meteorológicos representados por pontos com espaçamento de 3 quilómetros e o *raster* de radiação solar, calculada na ferramenta construída e denominada **Solar Radiation**.

O que se pretende é ter dados de cada componente meteorológica com um menor espaçamento e portanto uma maior resolução, isto para que se consiga “intersestar” esses dados com as linhas de transporte representadas no mapa. Tal objetivo é conseguido ao realizar uma interpolação para cada variável meteorológica.

Como já referido no subcapítulo 2.3.1, o método de interpolação escolhido foi o *kriging* ordinário uma vez que não se sabe a tendência dos dados amostrados. Relativamente ao tamanho da célula foram escolhidos 100 metros, o que significa um espaçamento de dados de 100 metros, que é uma boa cobertura tendo em conta que os dados meteorológicos amostrados têm uma resolução de 3×3 km. Após a interpolação, os *rasters* resultantes foram recortados com o formato da CAOP 2014 para ficarem com o contorno do país, desprezando dados localizados fora desses limites.

Para a realização do cálculo do ângulo de incidência do vento, são necessários os valores mínimos de u e de v para cada troço de linha, valores esses extraídos dos *rasters* obtidos após a interpolação com recurso à ferramenta *Zonal Statistics as Table*, em que o resultado é uma tabela onde cada linha corresponde a um troço das linhas elétricas e nas colunas estão várias informações, entre elas a estatística pretendida, que neste caso é o mínimo. No caso da temperatura ambiente e da radiação solar a estatística pretendida é o máximo, uma vez que é a situação que causa maior aquecimento nos condutores. Quando à humidade relativa e à temperatura do ponto de orvalho foram extraídos

os valores mínimos, médios e máximos pois não está prevista a sua utilização no cálculo da *ampacity* devido à simplificação que é feita na equação (3).

A ferramenta *Zonal Statistics as Table* foi utilizada para extrair os resultados das interpolações realizadas para todas as variáveis meteorológicas e também para a radiação e para a altitude, obtendo assim dados de todos estes parâmetros para cada troço das linhas de 150 kV, 220 kV, linhas de ligação aos parques eólicos e linhas entre subestações RND – RNT. Após as estatísticas da *krigagem* relativas a todas as variáveis terem sido extraídas para tabelas, foi feita uma junção (*Join*) das colunas com as estatísticas pretendidas às tabelas de atributos das linhas. Por exemplo, à tabela de atributos das linhas de 150 kV adicionaram-se as colunas com os resultados de u_{min} , v_{min} , T_{max} , S_{max} , H_{max} , $Humid_{min}$, $Humid_{max}$, $Humid_{med}$, $P_{orv_{min}}$, $P_{orv_{max}}$, $P_{orv_{med}}$ para as linhas a 150 kV.

Tendo todos os dados necessários na tabela de atributos das *layers* das linhas, foi criado um pequeno algoritmo em *python* que calcula o ângulo de incidência do vento (θ) e que de seguida tornou possível calcular o ângulo de ataque (α). Para além disso, com recurso ao *Field Calculator*, foram copiados os resultados de u_{min} , v_{min} , T_{max} , S_{max} , H_{max} , $Humid_{min}$, $Humid_{med}$, $Humid_{max}$, $P_{orv_{min}}$, $P_{orv_{med}}$ e $P_{orv_{max}}$ para as colunas previamente criadas nas tabelas de atributos, sendo depois removidas as colunas adicionadas no passo anterior.

4.2.4 Identificação do troço de linha com condições meteorológicas mais gravosas para o transporte de energia

Um dos objetivos deste trabalho consiste na identificação do troço de linha com as condições meteorológicas menos favoráveis, numa perspetiva da capacidade das linhas de transporte de energia. As piores condições verificam-se para velocidades de vento baixas, temperatura ambiente elevada e a radiação solar também elevada. O conjunto destas condições meteorológicas causa o aquecimento dos condutores, diminuindo consequentemente a sua capacidade de transporte de energia elétrica [54]. A identificação do troço crítico da linha requer o cálculo de perdas radiativas, aquecimento solar e perdas por efeito de joule, para além das perdas convectivas como já referido no subcapítulo 2.4, no entanto esses cálculos não foram realizados pois fogem aos objetivos deste trabalho e são abordados noutra tese, cujo tema assenta precisamente na Modelação de Redes Elétricas Congestionadas [53]. Neste trabalho pretendeu-se apenas fazer uma estimativa aproximada do que poderá ser identificado como o troço problemático nas linhas estudadas, tendo como base apenas os dados meteorológicos recolhidos.

Considerando uma linha, que por exemplo liga as subestações de Castelo Branco e Gardunha, dividida em troços contidos em células de 5 x 5 km, o que se pretende é encontrar o troço que tenha a combinação de três condições: velocidade mínima de vento, temperatura máxima e radiação máxima. Tal objetivo é difícil de se verificar, uma vez que pode haver um troço que, por exemplo, tem a radiação máxima verificada na linha mas não tem a velocidade de vento mínima, ou que tenha a temperatura máxima mas não tenha a radiação máxima. Tendo em conta esta dificuldade de encontrar um troço que cumpra as três condições, optou-se por definir condições prioritárias e não considerar a temperatura nem a radiação para esta análise, isto porque a velocidade do vento é o parâmetro que mais influência tem na temperatura de um condutor [42]. Para além desse parâmetro, estudos já comprovaram que o efeito de arrefecimento de um condutor com um vento paralelo à linha (ângulo de ataque 0°) é 40% do efeito causado pelo vento perpendicular à mesma [89]. Tendo estes dois factos em conta, e de forma a simplificar esta identificação do pior troço assumiu-se então que este é aquele que tem a velocidade de vento e o ângulo de ataque menores, isto porque quanto menor for o ângulo de ataque menor é a incidência do vento na linha, independentemente de a velocidade do vento ser elevada. Portanto optou-se por fazer um cálculo

simplificado onde se multiplica a velocidade do vento pelo ângulo de ataque, com isto o troço que tem o menor resultado desse cálculo é aquele em que se considera que há um menor arrefecimento do condutor e portanto é considerado o troço crítico.

4.2.5 Produção dos parques eólicos da área de estudo

No subcapítulo 3.3.1 já foram referidos e caracterizados todos os parques eólicos existentes nesta área de estudo. Sabendo os fabricantes e os modelos das turbinas de todos os parques foi necessário obter as curvas de potência para todos os modelos, a partir da base de dados da UAER do LNEG. Caso não constassem da base de dados recorreu-se aos programas Windographer e WindPRO.

Tendo as curvas de potência de todos os modelos de turbinas existentes nos parques foi calculada a curva de potência representativa de cada parque, e também a curva de potência a 90% para que fossem retirados efeitos de esteira e outras perdas de potência, bem como estimativas de produção superiores às reais, que podem ser introduzidas por este método simplificado de obtenção de uma “curva de potência do parque” [90].

Nesse cálculo foi necessário definir uma escala de ventos igual para todos os modelos de turbinas, alguns tinham escalas de 0,5 em 0,5 m/s, a escala escolhida para todos foi uma escala unitária de 1 a 25 m/s. Alguns modelos não tinham valores de potência até 25 m/s e outros só começam a ter valores a partir dos 3 m/s, nesses casos foi estipulado o valor 0 para as velocidades em que não haviam dados de potência, considerando que a turbina não opera a essas velocidades.

Nos casos em que o parque tem mais do que um modelo de turbina, logo mais do que uma curva de potência, foi feita uma média ponderada para se obter apenas uma única curva de potência para representar todas as turbinas do parque, chamada curva de potência equivalente.

Por exemplo, no caso do parque eólico das Beiras, constituído pelos sub-parques Açor II, Balocas, Cadafaz II e Senhora das Necessidades, todos do distrito de Coimbra e ainda pelo parque de Pedras Lavradas II pertencente ao distrito de Castelo Branco, existem três tipos de turbinas, sendo elas 8 turbinas E-70 de 2300 kW, 9 turbinas E-82 de 2000 kW e 28 turbinas E-82 de 2300 kW, perfazendo uma potência instalada de 100,8 MW. Tendo em conta estas características, a curva de potência equivalente foi obtida a partir das potências tipo (P_{t1} , P_{t2} e P_{t3}) pela equação (10).

$$P_{equivalente} = \frac{8P_{t1} + 9P_{t2} + 28P_{t3}}{(8 + 9 + 28)} = \frac{P_1 + P_2 + P_3}{(8 + 9 + 28)} \quad (10)$$

Continuando com o exemplo do parque eólico das Beiras, apresenta-se na Tabela 9 a curva de potência do parque calculada através da soma de P_1 , P_2 e P_3 e multiplicação do resultado por 90 % para descontar as perdas (resultado na Figura 22). Também foi calculada a curva de potência equivalente, representativa de todas as turbinas do parque.

Tabela 9 – Cálculo da curva de potência do parque eólico Beiras

Modelo	E-70 2300 kW	E-82 2000 kW	E-82 2300 kW	Beiras	
Nº máquinas	8	9	28		
Velocidade v_T (m/s)	P_1 (kW)	P_2 (kW)	P_3 (kW)	Curva de potência equivalente (kW)	Potência do parque 90% (kW)
1	0	0	0	0,00	0
2	16	27	84	2,82	114,3
3	144	225	700	23,76	962,1
4	448	738	2.296	77,38	3.133,8
5	1.016	1.566	4.872	165,64	6.708,6
6	1.920	2.889	8.988	306,60	12.417,3
7	3.200	4.788	14.896	508,53	20.595,6
8	5.008	7.335	22.820	781,40	31.646,7
9	7.136	10.620	33.040	1.128,80	45.716,4
10	9.784	14.220	44.240	1.516,53	61.419,6
11	12.720	16.290	52.920	1.820,67	73.737
12	15.200	17.820	58.800	2.040,44	82.638
13	16.640	18.450	63.000	2.179,78	88.281
14	17.840	18.450	65.800	2.268,67	91.881
15	18.400	18.450	65.800	2.281,11	92.385
16	18.480	18.450	65.800	2.282,89	92.457
17	18.480	18.450	65.800	2.282,89	92.457
18	18.480	18.450	65.800	2.282,89	92.457
19	18.480	18.450	65.800	2.282,89	92.457
20	18.480	18.450	65.800	2.282,89	92.457
21	18.480	18.450	65.800	2.282,89	92.457
22	18.480	18.450	65.800	2.282,89	92.457
23	18.480	18.450	65.800	2.282,89	92.457
24	18.480	18.450	65.800	2.282,89	92.457
25	18.480	18.450	65.800	2.282,89	92.457

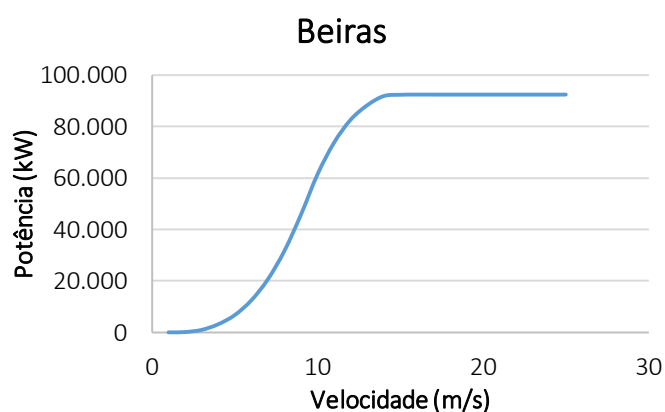


Figura 22 – Curva de potência do parque eólico Beiras

Tendo as curvas de potência calculadas restam obter os dados de vento para cada parque. A extração desses dados foi feita da mesma forma que para as linhas, com a recolha dos dados de u e v para cada parque pela ferramenta *Zonal Statistics as Table*. As velocidades u e v previamente extraídas para os parques foram adicionadas à tabela da *layer* dos parques eólicos e aí numa nova coluna foi calculado o módulo da velocidade, V .

As curvas de potência dos parques foram compiladas num só ficheiro Excel de forma a facilitar a importação para ambiente GIS. Cada curva foi diferenciada pelo nome do parque e também por um código, característico de cada parque. Esse código e o nome do parque foram inseridos no Excel ao criar duas novas colunas, para além das já existentes colunas da velocidade (v_T), que compreende valores entre 1 m/s e 25 m/s, e da potência correspondente a cada velocidade.

Ao importar o ficheiro Excel com as curvas de potência para ArcGIS® foi criada uma coluna para o cálculo da potência produzida pelo parque à velocidade V . Esse cálculo foi efetuado através de um código em *python* que percorre a coluna das velocidades (v_T), e procura o intervalo em que se encaixa a velocidade V registada no parque. Por exemplo para $V = 2,79$ m/s o cálculo da potência será feito entre $v_T = 2$ m/s e $v_T = 3$ m/s. Posto isto, a potência correspondente a $v_T = 3$ m/s, denominada P_{atual} , e a potência correspondente a $v_T = 2$ m/s, denominada $P_{anterior}$, são utilizadas para calcular a $P_{produzida}$ através da equação (11).

$$P_{produzida} = P_{anterior} + ((V - v_{anterior}) \times (P_{atual} - P_{anterior})) \quad (11)$$

Quando V não está compreendido entre $v_{anterior}$ e v_{atual} a função retorna o valor 0. Cada parque tem uma curva com velocidades de 1 a 25 m/s e a junção da velocidade V à tabela foi feita baseada num código identificativo do parque, portanto enquanto esse código for o mesmo, o que acontece ao longo de 25 linhas da tabela, a velocidade V do parque é sempre a mesma e consequentemente só estará compreendida entre dois dos 25 valores de velocidade que a tabela tem, o que implica que seja calculado apenas um valor de potência produzida para cada parque. Os valores de potência de cada parque são posteriormente selecionados e importados para a tabela de atributos dos parques eólicos.

Como resultado final apresenta-se na Figura 23 um fluxograma com a descrição dos principais processos incluídos na ferramenta criada em Modelbuilder, à qual se deu o nome de **Meteo Interpolation**. Esta ferramenta executa todas as operações necessárias para a obtenção dos resultados pretendidos já referidos, culminando na exportação de tabelas em formato Excel com os dados necessários ao estudo da capacidade de transporte das linhas localizadas na região do caso de estudo e com a estimação de produção dos parques eólicos da mesma região. O modelo original, construído no Modelbuilder, encontra-se no Anexo VI devido à sua extensão que impossibilita a correta visualização de todos os procedimentos.



Figura 23 – Modelo final de interpolação, extração e cálculo de dados (Meteo Interpolation)

4.3 Interface com o utilizador

Com o intuito de facilitar o acesso à execução das três ferramentas individuais criadas em Modelbuilder foi criada uma *toolbar*, que permite ao utilizador aceder a estas de forma rápida e perceber facilmente a sequência a que têm que ser executadas. O ArcMap™ permite a criação de *toolbars* através do *Customize mode*, onde se adicionaram as ferramentas desenvolvidas a essa nova *toolbar* (Figura 24), tornando possível o aparecimento da caixa de diálogo de cada uma das três ferramentas ao clicar no botão respetivo.

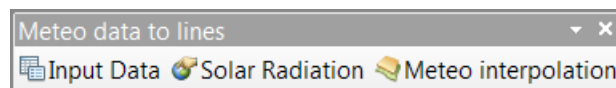


Figura 24 – *Toolbar* com os botões das três ferramentas a executar de forma sequencial

Ao executar a ferramenta **Input Data** de introdução de ficheiros Excel (Figura 25) é pedido ao utilizador para escolher a pasta que contém as tabelas a serem iteradas no modelo, essa pasta deverá ser sempre uma *geodatabase* para a qual foram importados os ficheiros Excel, isto para evitar a utilização de ficheiros que não são os pretendidos e também para melhorar a performance da iteração.

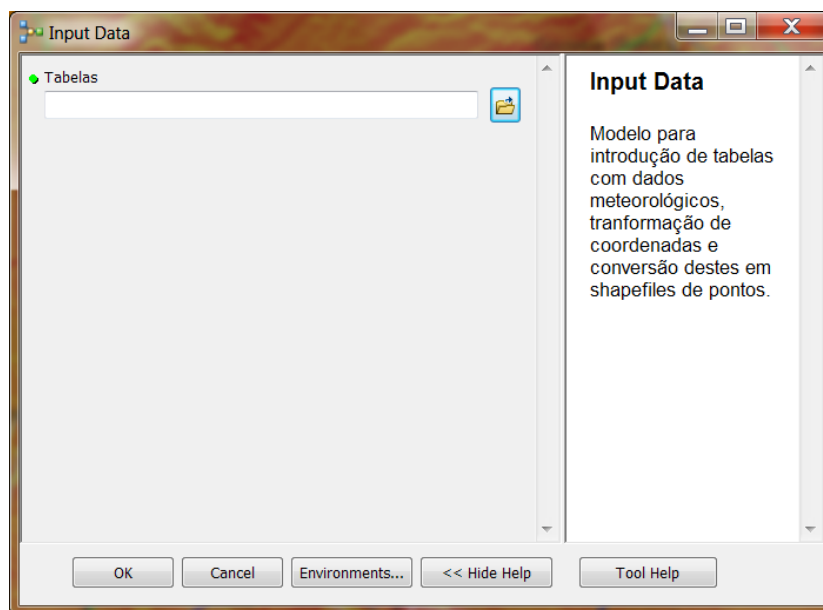


Figura 25 – Caixa de diálogo da ferramenta Input Data

Da execução da ferramenta **Input Data** resultam cinco *layers* de pontos com dados meteorológicos das velocidades *u* e *v* do vento, da temperatura, humidade relativa e temperatura do ponto de orvalho, que posteriormente são utilizadas para interpolar um conjunto de dados com maior resolução espacial para a área de estudo.

A ferramenta de cálculo da radiação solar (denominada **Solar Radiation**) tem que ser executada antes da ferramenta que envolve as interpolações e extrações de dados, pois o *raster* de radiação resultante da primeira será um dos *inputs* da segunda.

Ao abrir a caixa de diálogo desta ferramenta (Figura 26) é pedido ao utilizador que introduza o *raster* de altitude da área para a qual quer realizar o cálculo da radiação solar, o dia do ano e a hora para a

qual se quer calcular a radiação solar, bem como a longitude do local que deverá ser - 8° para o caso de estudo. O dia e a hora devem ser os mesmos dos restantes dados meteorológicos, no entanto, caso não se disponha da hora de recolha/simulação dos dados meteorológicos deverá ser escolhida a hora compreendida entre as 12 e as 13 horas por ser normalmente a hora com irradiância mais elevada. Esta ferramenta, para a área pretendida, depende de cerca de 30 minutos a fazer o cálculo da radiação solar para uma hora. No final desse cálculo é adicionado ao mapa o *raster* resultante.

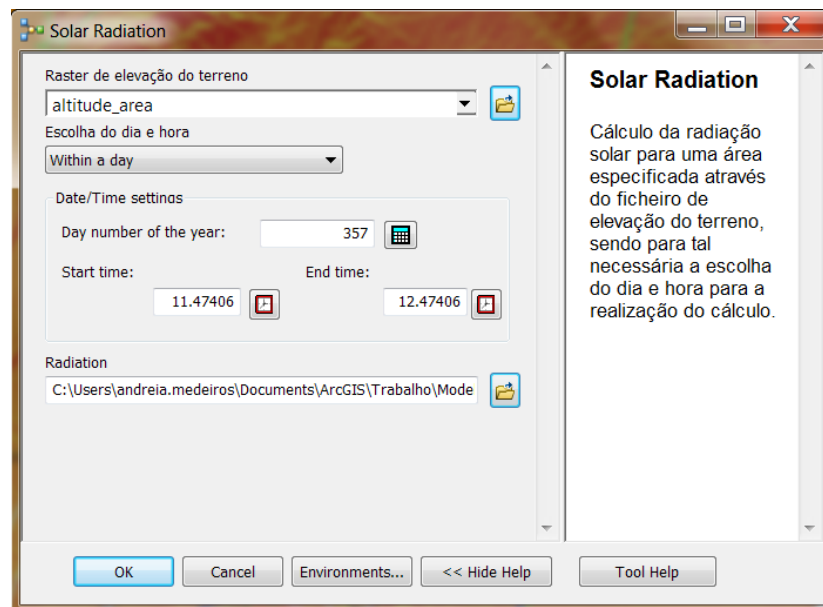


Figura 26 – Caixa de diálogo da ferramenta Solar Radiation

Por fim é executado o terceiro modelo, denominado **Meteo Interpolation** (Figura 27), em que são introduzidas pelo utilizador as *layers* resultantes de Input Data e também o *raster* da radiação solar resultante da ferramenta Solar Radiation.

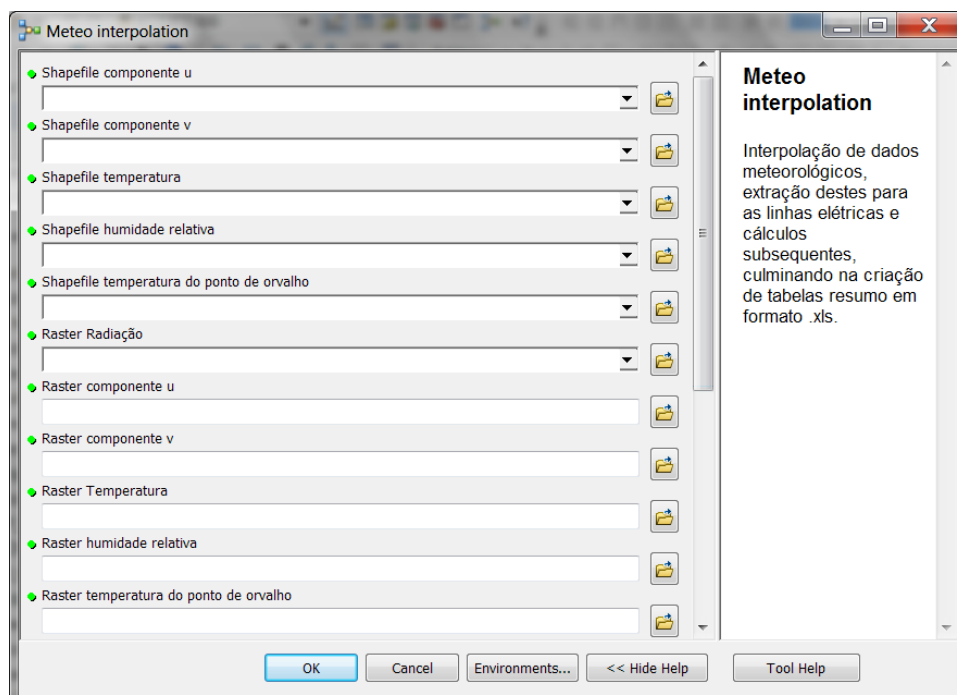


Figura 27 – Caixa de diálogo da ferramenta Meteo Interpolation, sendo visíveis apenas alguns parâmetros a introduzir

Os parâmetros a introduzir de seguida são os nomes dos *rasters* e das tabelas de saída do modelo, que são automaticamente preenchidos com a localização e o nome do ficheiro pré-definidos no modo de edição do modelo. Caso se pretendam manter os resultados anteriores do modelo deve-se alterar o nome dos ficheiros de saída, caso contrário cada vez que este for executado os mesmos são substituídos, eliminando os resultados anteriores. Para além disso, também há a possibilidade de alterar as *layers* de linhas de ligação aos parques eólicos e de linhas de ligação RND – RNT, bem como os parques eólicos e respetivas curvas de potência a estudar, isto para quando se quiser efetuar o levantamento dos dados para outras zonas geográficas.

Após a ferramenta ser executada, o que tem uma duração de quase 30 minutos, são adicionados automaticamente ao mapa os *rasters* resultantes da interpolação dos dados meteorológicos simulados, e são exportadas para formato .xls cinco tabelas de atributos, sendo uma dos parques eólicos, com as respetivas produções calculadas, uma da *layer* das linhas de 150 kV, outra das de 220 kV, a das ligações dos parques eólicos e por fim a das linhas RND – RNT. Além destes resultados, também é possível ver sinalizado com outra cor no mapa os troços críticos de cada linha calculados através dos dados de vento introduzidos na caixa de diálogo da ferramenta.

As tabelas exportadas para formato Excel são passíveis de utilizar em qualquer *software* que leia arquivos .xls, tornando assim possível a sua utilização nos cálculos de DLR.

Capítulo 5 – Resultados e discussão

Como resultados do cálculo da radiação solar apresentam-se na Figura 28 os mapas obtidos para o dia 23 de dezembro de 2009 às 13 horas (a) e para dia 24 do mesmo mês e ano às 9 (b) e às 10 horas (c). A utilização de uma escala de cores comum às três figuras não foi possível por apresentarem valores muito diferentes nessas três horas. A aplicação de uma só escala não permitiria diferenciar os diferentes valores no mesmo mapa, uma vez que seria quase todo da mesma cor.

No dia 23, regista-se uma radiação máxima de aproximadamente 421 W/m^2 . De maneira a confirmar o cálculo da radiação efetuado pela ferramenta do ArcGIS® foram escolhidos dois locais ao acaso e comparada a radiação estimada com a radiação fornecida pelo *site* PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Para o efeito, foi escolhida a localização Penamacor, com uma radiação a rondar os 208 W/m^2 às 13 horas e Castelo Branco com 219 W/m^2 . Por sua vez o *site* estima para esses pontos uma radiação média no mês de dezembro às 13:07 de 284 W/m^2 para Penamacor e 288 W/m^2 para Castelo Branco. Deste modo verifica-se que o valor calculado pelo *software* não difere muito do PVGIS, devendo-se essas diferenças provavelmente ao facto de o método de cálculo diferir entre os dois.

Quanto aos resultados de radiação para o dia 24 de dezembro de 2009, às 9 horas e às 10 horas, é possível constatar a enorme discrepância de radiação entre uma hora e a outra. Enquanto às 9 horas se registam valores que chegam em alguns pontos a apenas cerca de 10 Wh/m^2 , às 10 horas já existem locais com radiação de 126 Wh/m^2 , o que ainda é um valor bastante reduzido. No entanto, tendo em conta que se trata de um dia de inverno de manhã esses valores são possíveis e aceitáveis, apesar de o PVGIS não os prever tão baixos na sua estimativa média mensal, exatamente por ser uma média e não um cálculo efetuado para o próprio dia como o *Area Solar Radiation* faz.

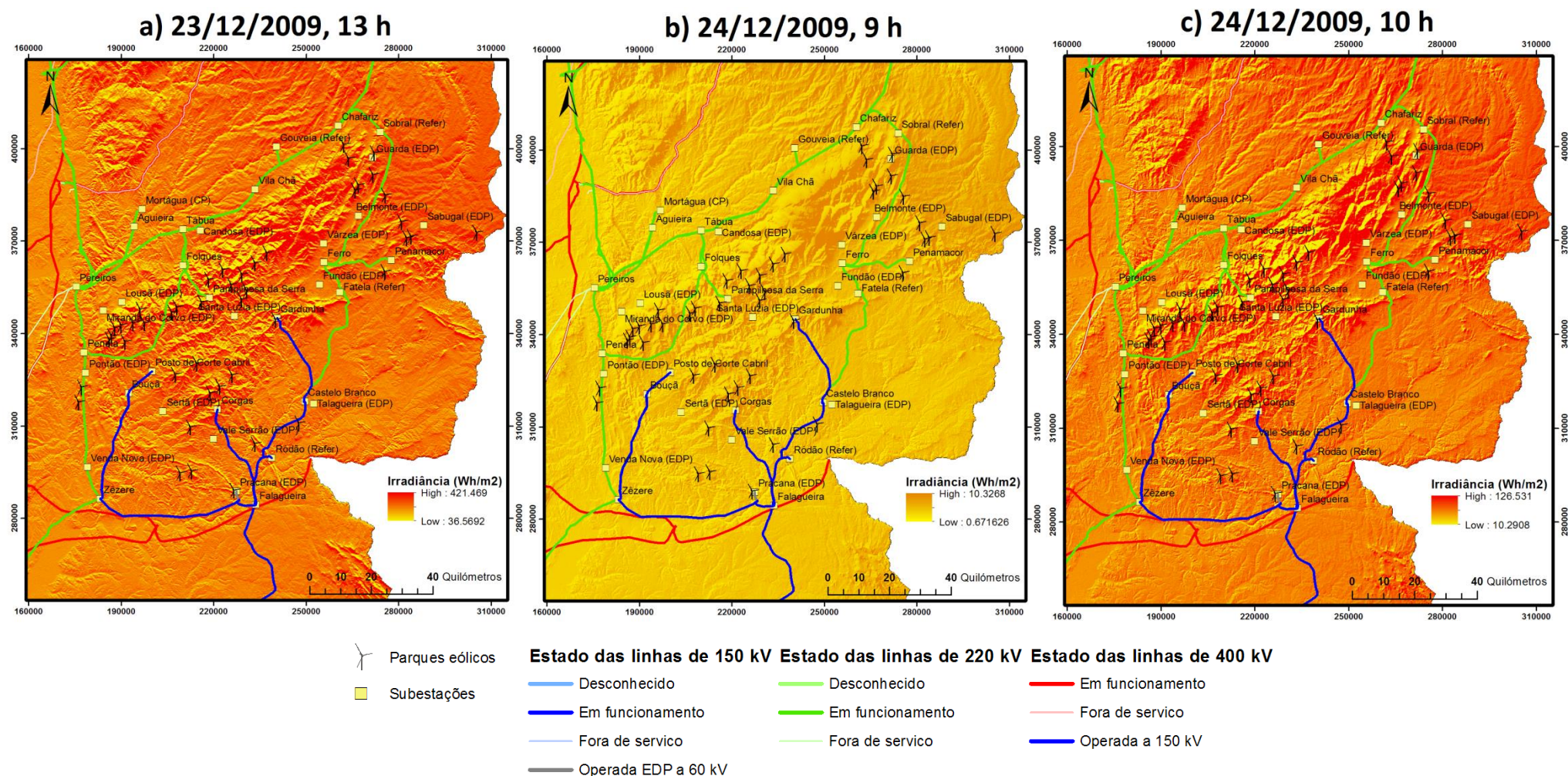


Figura 28 – Radiação solar calculada para os dias: a) 23 de dezembro de 2009 às 13 horas; b) dia 24 de dezembro às 9 horas; e c) às 10 horas

Observando agora os resultados obtidos da execução do modelo Meteo Interpolation, foram utilizados em Input Data dados simulados com o modelo numérico de mesoscala MM5 [57] para a zona centro de Portugal continental nos dias 23 de dezembro às 13 horas e 24 de dezembro de 2009 às 9 e às 10 horas. Estas horas da manhã foram escolhidas por terem elevadas velocidades de vento, apesar dos valores de radiação serem demasiado reduzidos, por outro lado também foi escolhido o dia 23 às 13 horas para se verem os efeitos no vento e radiação registados a essa hora mais tardia.

Nas seguintes Figura 29, Figura 30, Figura 31, e Figura 37 e Figura 38 do Anexo VII encontram-se os *rasters* resultantes das interpolações efetuadas para o dia 24 de dezembro de 2009 às 9 horas e às 10 horas. Nessas figuras os troços críticos resultantes do cálculo efetuado pelo modelo encontram-se assinalados a verde água e variam de uma hora para a outra. Os *rasters* com a temperatura do ponto de orvalho e com a humidade relativa encontram-se em anexo pois o seu conteúdo não será analisado neste trabalho, devido ao facto de o aquecimento por efeito de corona e o arrefecimento evaporativo não serem tidos em conta nos futuros cálculos de estudo de congestionamentos na rede elétrica. Sendo assim, esses dados foram trabalhados mas não está prevista a sua utilização nos estudos futuros.

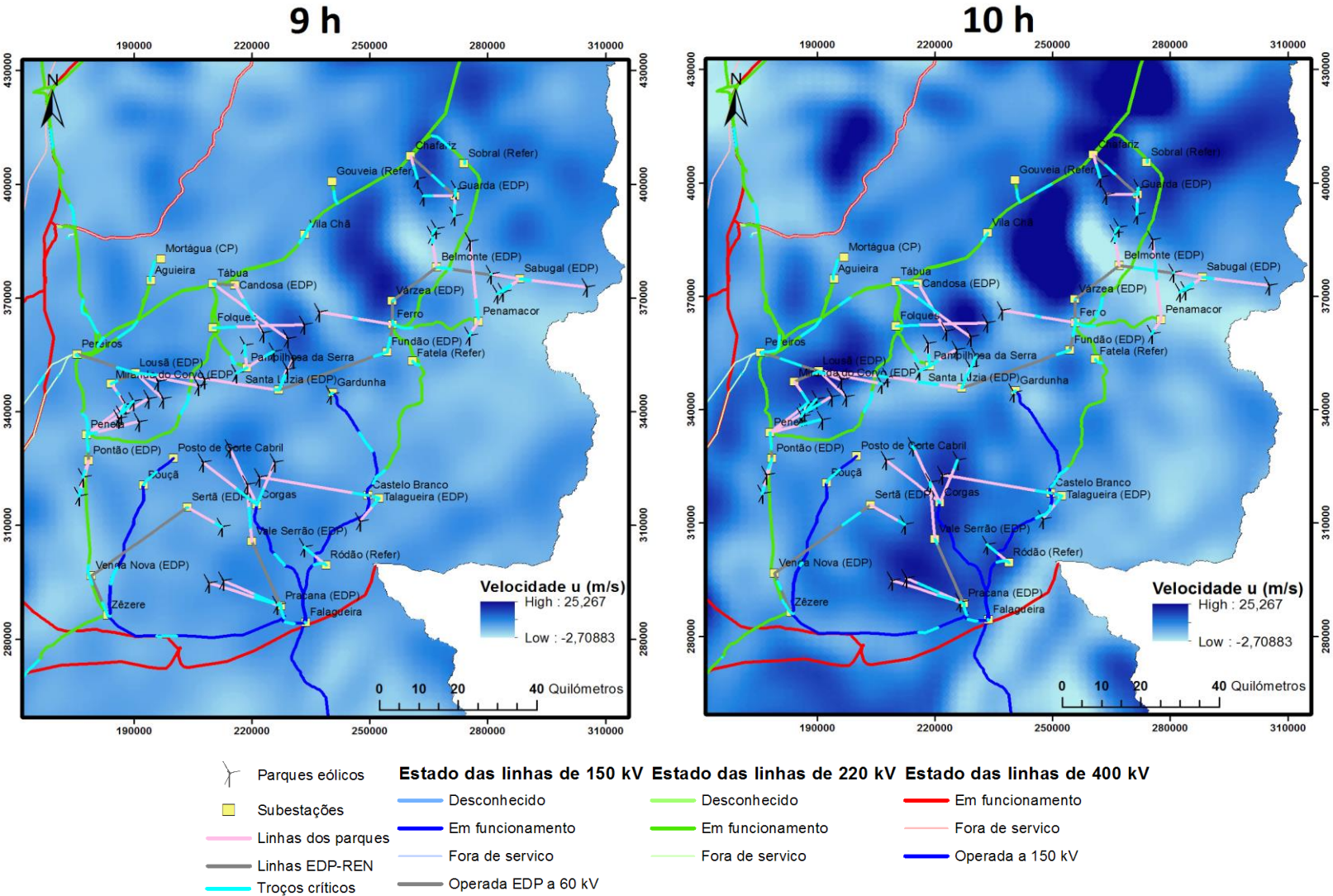


Figura 29 – Velocidade u do vento obtida por interpolação para as 9 h e as 10 h do dia 24 de dezembro de 2009

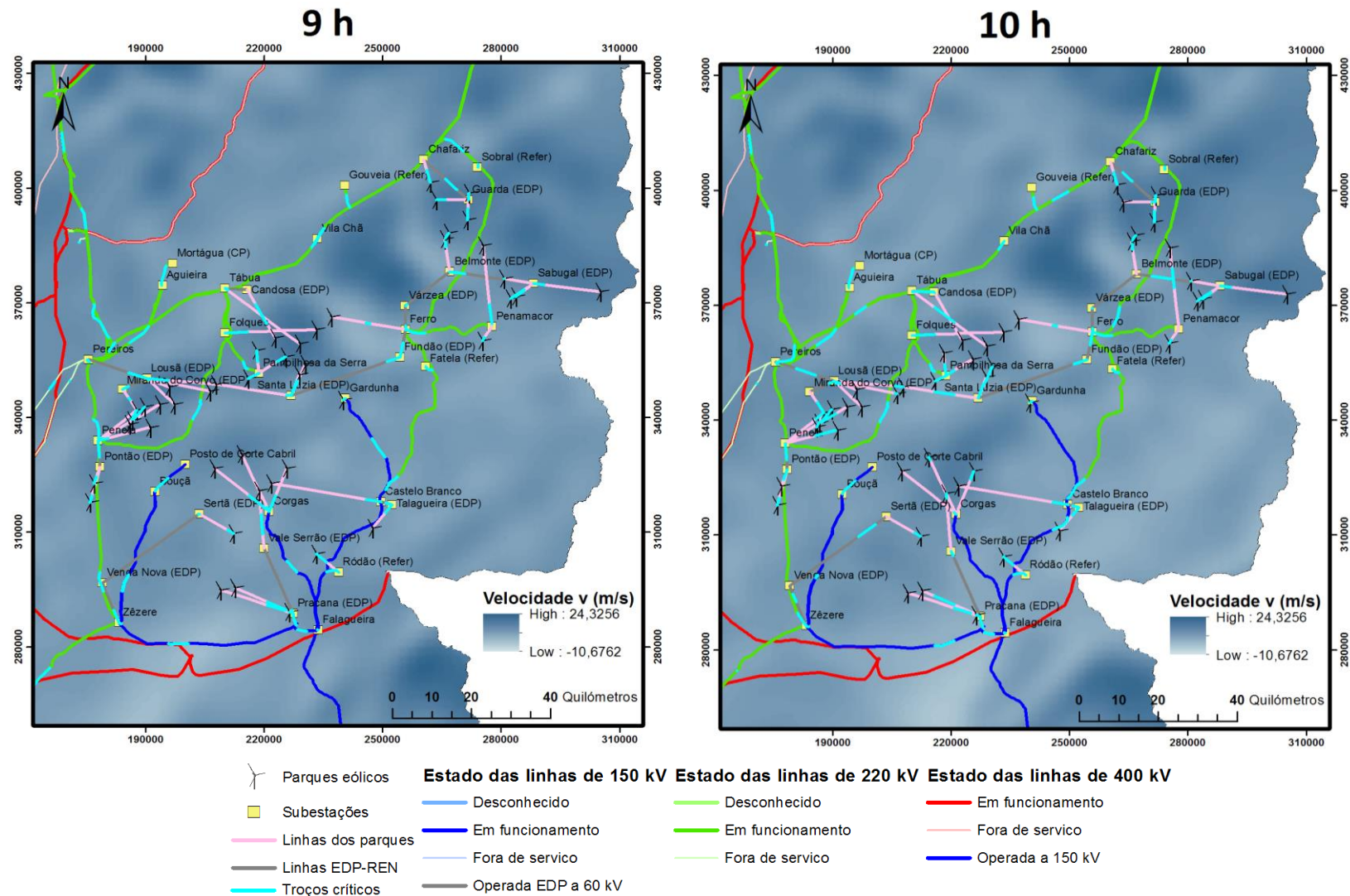


Figura 30 – Velocidade v do vento obtida por interpolação para as 9 h e as 10 h do dia 24 de dezembro de 2009

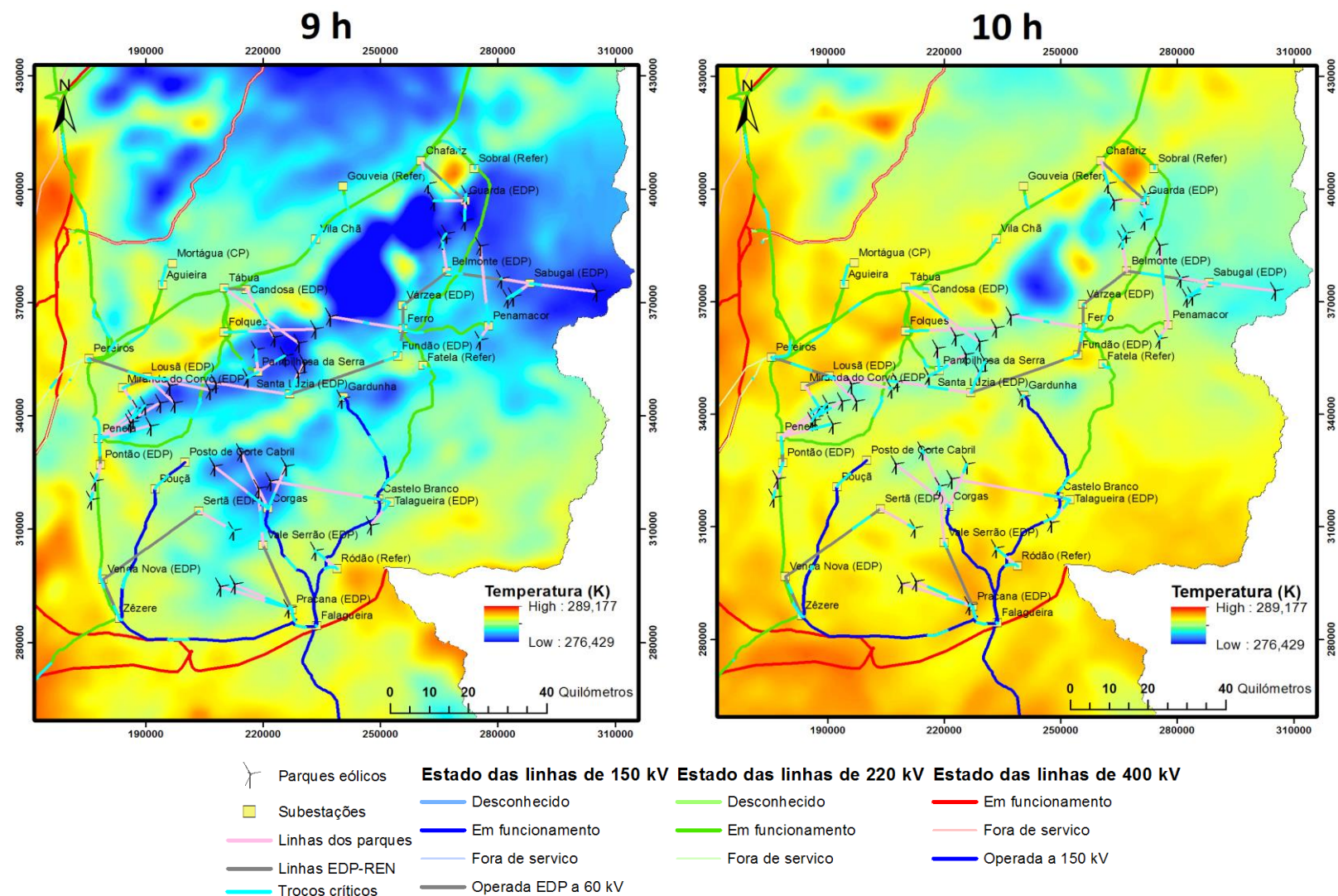


Figura 31 – Temperatura ambiente obtida por interpolação para as 9 h e as 10 h do dia 24 de dezembro de 2009

As variações registadas entre as 9 e as 10 horas do dia em questão não são significativas a nível das variáveis meteorológicas, excluindo a radiação solar, que como já se observou aumenta a sua intensidade de uma hora para a outra. No entanto há que analisar a variação dos troços que estão assinalados como críticos na Figura 29, Figura 30, Figura 31 e Figura 37 e Figura 38 do Anexo VII. São os mesmos para as 9 horas em todas as figuras, e também os mesmos para as 10 horas em todas, porém muitos desses troços variam entre as 9 horas e as 10 horas. Por exemplo, na linha que une a subestação de Zêzere à Falagueira o troço que era considerado crítico às 9 horas não é o mesmo que foi identificado às 10 horas. Isto deve-se aos únicos critérios de escolha do troço crítico, que são o módulo da velocidade do vento, V , que está diretamente dependente das velocidades u e v , e o ângulo de ataque, dependente de u , v e da direção da linha. Uma ligeira alteração do vento registado na linha e a respetiva direção deste fez com que o troço crítico passasse a ser outro que não o inicial. A alteração do vento é considerada ligeira isto porque tanto numa hora como na outra os ventos registados estão acima dos 20 m/s, e pelo gradiente de cores nas figuras não se observam grandes divergências entre essas duas horas, havendo apenas a notar uma pequena diminuição da velocidade do vento no sentido Sul-Norte às 10 horas, pela presença de mais zonas claras no mapa, sinalizando a ocorrência de ventos no sentido contrário.

Ao ver os resultados obtidos para o dia anterior, 23 de dezembro, mas desta vez para as 13 horas, na Figura 32 e Figura 39 do Anexo VII observam-se diferenças mais relevantes a todos os níveis comparativamente com a manhã do dia 24 de dezembro. As velocidades do vento são mais reduzidas e verifica-se uma predominância destes no sentido Norte-Sul, evidenciados pelos valores negativos da escala do mapa da velocidade v . Na Serra da Estrela previram-se ventos de 20 m/s na direção Oeste-Este (zona mais escura do mapa) e na região entre Ferro e Penamacor ventos na ordem dos 4 m/s no sentido Este-Oeste, como se pode ver no mapa da velocidade u .

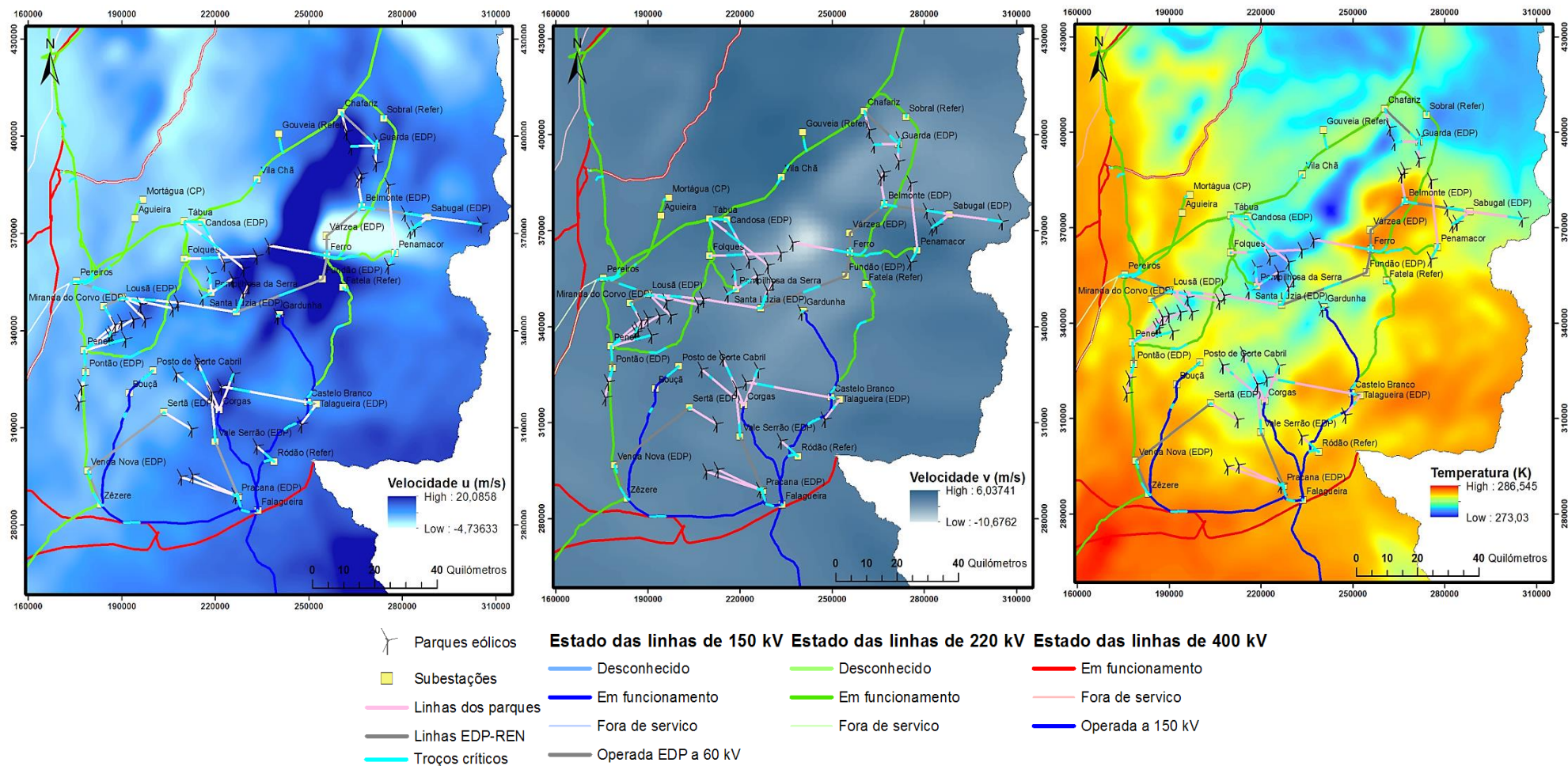


Figura 32 – Velocidade u e v e temperatura ambiente interpoladas para as 13 h do dia 23 de dezembro de 2009

Para demonstrar um exemplo das diferenças verificadas entre os dois dias a nível de velocidade do vento e troço crítico foi escolhida a linha de 220 kV entre Pampilhosa da Serra e Tábua. Na Figura 33 encontra-se um gráfico da velocidade do vento V registada em cada troço de aproximadamente 5 km da referida linha. Verifica-se que os valores de V no dia 24 são sempre superiores aos do dia 23 em todos os troços, e o troço identificado como crítico não é o mesmo nos dois dias. Enquanto no primeiro dia o troço 504 é o crítico com uma velocidade inferior a 4 m/s, que por sinal não é a velocidade mínima registada na linha, daí a influência do ângulo de ataque neste resultado, no dia 24 o troço 497 é o que poderá apresentar maior risco de congestionamento para a linha, registando uma velocidade superior a 6 m/s.

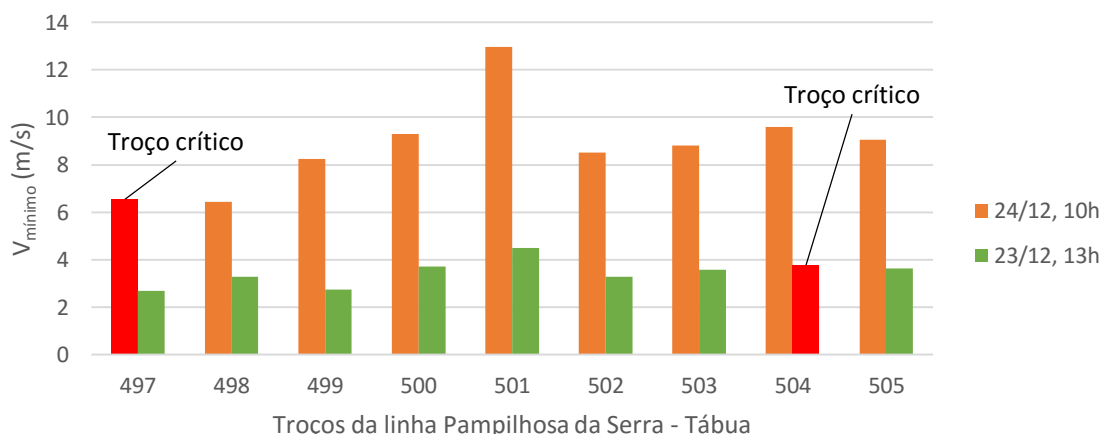


Figura 33 – Comparação da velocidade do vento entre os dois dias na linha Pampilhosa da Serra-Tábua

Como o dia não é o mesmo e as condições meteorológicas são algo diferentes é normal que as diferenças nos troços críticos existam, mas se analisarmos as duas horas do dia 24 essas diferenças também estão presentes e no entanto trata-se do mesmo dia. Na Figura 34 estão contabilizadas as linhas de 150 e 220 kV e também as linhas de ligação dos parques eólicos e as de ligação RND – RNT da zona de estudo, excluindo as linhas que não é possível dividir em troços pois encontram-se apenas dentro de uma quadrícula, o que implica que só tenham um troço e portanto esse seria sempre o troço crítico. Sendo assim, as linhas que são possíveis dividir foram comparadas em termos de troço crítico às 9 e às 10 horas, contabilizando quantas linhas sofrem uma variação do troço de uma hora para outra. Dessa análise resultou o gráfico apresentado onde se verifica que 60 % das linhas sofrem uma variação daquele que é considerado o troço crítico, isto em apenas 60 minutos. Como já se viu no subcapítulo 2.4 através da revisão bibliográfica feita, o intervalo mais apropriado de análises de DLR é de no máximo 10 minutos, pois, de acordo com Hosek *et al.*, acima desse tempo as variações já são bastante consideráveis. Isto explica o facto de em 60 minutos 60% das linhas variarem os troços que podem causar o congestionamento das mesmas. Esta elevada percentagem indica a variabilidade do vento e da direção deste no intervalo de tempo considerado.

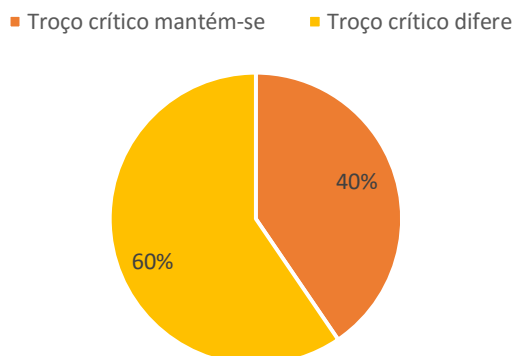


Figura 34 – Variação dos troços identificados como críticos em 60 minutos, no dia 24 de dezembro de 2009

Tendo em conta que o cálculo efetuado para a identificação do troço crítico foi muito simplificado pelas razões expostas no subcapítulo 4.2.4, os resultados aqui apresentados podem não corresponder aos troços críticos das linhas calculados com a equação (3), mas comprovam o facto de a resolução temporal ter elevada importância na monitorização das linhas elétricas.

Há uma consideração importante a reter destes resultados. Os dados meteorológicos utilizados foram simulados para os 86 metros acima do solo, altura concordante com a dos aerogeradores, que podem chegar aos 138 metros no caso da turbina E-82 2 MW da Enercon [91], mas que não representa com exatidão a altura a que as linhas elétricas estão relativamente ao solo. Para uma maior precisão de resultados para as linhas teriam que ser utilizados dados meteorológicos simulados para altitudes adequadas à altura a que os condutores se encontram, as quais variam bastante ao longo de uma linha devido aos obstáculos que existem no percurso desta.

Comparando agora a produção dos parques eólicos nas duas horas do dia 24 analisadas, verifica-se uma produção semelhante tanto às 9 horas como às 10 horas. Na Figura 35 está representada a percentagem de variação da velocidade V do vento e a de variação da energia produzida entre as 9 e as 10 horas, estando destacados no gráfico os parques que apresentam alterações mais significativas. Um dos parques que regista uma variação expressiva nessas duas horas é Alto Arganil, devido a uma diminuição da velocidade do vento de 33 %, que permitiu que o referido parque produzisse energia às 10 h, tendo consequentemente uma percentagem de variação produção de 100 %, pois passou de 0 para perto da sua produção máxima. Em Pampilhosa da Serra às 10 h registou-se uma redução de 57 % na velocidade de vento, levando a uma produção eólica 89 % inferior à da hora anterior, enquanto em Mougueiras verificou-se um aumento da velocidade do vento em 58 % que apenas se refletiu num aumento de 5 % na produção de energia, isto porque o parque atingiu a sua capacidade máxima de produção. Quanto ao parque eólico de Vergão, este apresenta uma variação de produção surpreendente de 429 % associada a um aumento de 85 % na velocidade do vento. Este valor fora dos padrões ditos normais justifica-se pela curva de potência do modelo de turbina instalada neste parque, que se trata de 10 turbinas Nordex N62. Ajustando a curva desse modelo ao número de máquinas e retirando-lhe os 10 % de perdas verifica-se que para uma velocidade de vento de 6 m/s a potência produzida pelo parque é de 1431 kW e para uma velocidade de 12 m/s esse valor ascende aos 9504 kW, o que representa um aumento de 564 % na produção, de acordo com os resultados da Figura 35.

Analisando os valores médios, a variação da velocidade V do vento sofreu uma diminuição de 8 % entre as 9 e as 10 horas, enquanto a produção eólica aumentou 2 %, para a qual terá contribuído a entrada em funcionamento do parque de Alto Arganil.

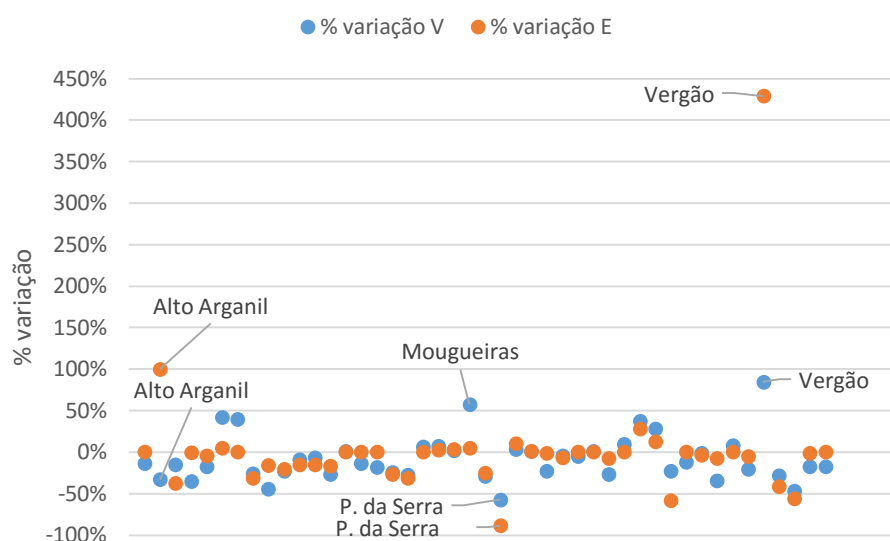


Figura 35 – Variação da produção eólica entre as 9 h e as 10 h do dia 24 de dezembro de 2009

Ao relacionar a produção dos parques com a velocidade do vento apurada para as suas localizações nota-se na Figura 36 uma redução generalizada da velocidade do vento às 10 horas de dia 24 face às 9 horas do mesmo dia, como aliás já se verificou pela média efetuada (-8 %). No gráfico estão assinalados os parques com maiores produções, permitindo concluir que o parque eólico do Pinhal Interior é o que produz mais energia nessas horas, seguido da Gardunha às 9 h e de Raia às 10 h. Toutiço e Beiras são parques eólicos relativamente próximos, situados a cerca de 10 km um do outro, e com potências instaladas muito semelhantes (cerca de 100 MW cada) por isso apresentam um comportamento muito parecido em termos de vento registado e energia produzida. O mesmo acontece com Lousã II e Coentral Safra, situados a menos de 4 km um do outro e que registam uma diminuição de respetivamente -18 % e -23 % na velocidade do vento. A produção em Lousã II não sofre variação, ao contrário de Coentral Safra, isto porque o primeiro encontrou-se a produzir à sua capacidade máxima em ambas as horas.

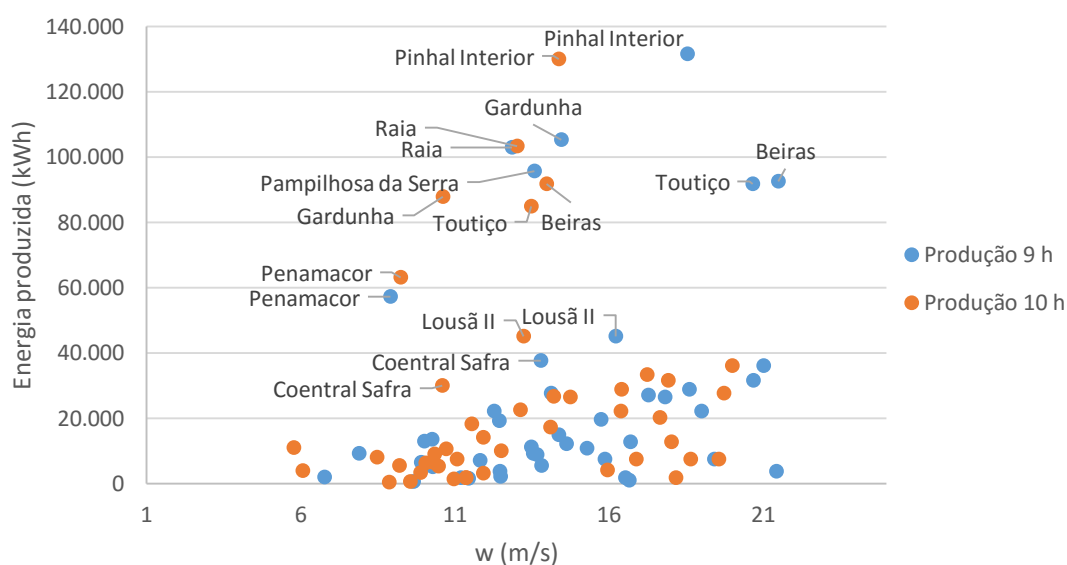


Figura 36 – Relação entre a velocidade de vento registada e a energia produzida pelos parques às 9 e às 10 horas do dia 24 de dezembro de 2009

A utilização da ferramenta desenvolvida permite, como já se viu, a estimativa da produção dos parques eólicos com base nas velocidades de vento previstas por um modelo NWP. Temos assim a possibilidade de agregar as produções de parques eólicos, dispersos ou não, em *clusters*, de forma a suprir as necessidades de consumo, evitar oscilações nos fluxos de potência e otimizar a gestão da potência injetada na rede.

Esta medida de agregação da produção de parques eólicos dá origem às chamadas centrais virtuais e é tomada por exemplo quando a energia produzida localmente não é capaz de suprir as necessidades de consumo, sendo para isso necessário reunir a produção de centrais dispersas geograficamente, podendo estas ser não só da vertente eólica mas também da fotovoltaica, entre outras. Com os dados disponíveis no âmbito do presente trabalho, as centrais virtuais agrupariam apenas a energia produzida pelos parques eólicos, tornando a sua participação no sistema electroprodutor numa grande central eólica, que na verdade é constituída por vários parques geograficamente dispersos [92]. No caso de uma central virtual estática as unidades constituintes são sempre as mesmas. Por exemplo no caso de estudo os parques eólicos do Pinhal Interior, Gardunha e Pampilhosa da Serra poderiam constituir uma central virtual por terem dimensões semelhantes, conseguindo compensar-se no caso de uma diminuição na produção em algum dos parques coincidir com o aumento da mesma em outro. No entanto, existe um outro conceito de centrais virtuais dinâmicas, também conhecidas por *clusters*, em que as unidades produtoras participantes são variáveis no tempo, dependendo do mercado energético e das suas necessidades, bem como da produção de cada central individual [92].

Capítulo 6 – Conclusão e desenvolvimentos futuros

A ferramenta desenvolvida ao longo deste trabalho permitiu confirmar a importância da utilização dos SIG na realização de diversos estudos em redes elétricas, concluindo que as relações espaciais que se podem estabelecer entre dados georreferenciados possibilitaram nomeadamente:

- a. Obter o nível de detalhe ideal do ponto de vista da disposição das linhas elétricas no terreno e de outros constituintes de uma rede de transporte de energia²;
- b. Processar a informação meteorológica com o nível de detalhe pretendido para o cálculo da produção eólica e para o cálculo dinâmico da capacidade das linhas elétricas;
- c. Coligir a informação necessária ao modelo matemático de otimização do transporte de energia;
- d. O futuro desenvolvimento de estudos de minimização dos fluxos de potência inter-regionais;
- e. Preparar a integração das rotinas de Análise Dinâmica da Rede no ArcGIS®;
- f. Preparar o caminho para a apresentação gráfica da rede de transporte otimizada;
- g. Contribuir para a análise e desenvolvimento de Redes Inteligentes.

No caso de estudo, as linhas elétricas da zona do Pinhal Interior foram representadas, tal como as subestações e os centros produtores (a), e com a localização destes componentes e com os dados meteorológicos disponíveis foi possível estimar parâmetros como a temperatura e a velocidade do vento nas linhas e nos parques eólicos de forma a estimar, respetivamente, a capacidade de transporte e a capacidade de produção (b). Neste caso foram utilizados dados meteorológicos históricos, mas há a possibilidade de utilizar dados de previsão do estado do tempo de maneira a antecipar as condições atmosféricas nas linhas e calcular consequentemente a capacidade de transporte destas com vista a otimizar os fluxos de potência na rede para o dia seguinte, por exemplo.

A utilização de dados de previsões meteorológicas realizadas com modelos NWP apresenta uma vantagem em termos de tempo, colocando a possibilidade de se conhecerem as condições meteorológicas para a hora que se pretender. Contudo, é importante referir que a utilização de dados previstos com algumas horas de antecedência compromete a exatidão do cálculo da *ampacity*, assim como a estimativa destes através de análises espaciais para as linhas não é necessariamente tão precisa como a medição dos mesmos com sensores *in loco*. No entanto, a colocação destes aparelhos não é viável em todos os pontos das linhas e a utilização da ferramenta desenvolvida nesta dissertação permite dispor de dados para células com cinco quilómetros de lado, ou ainda menos para obter um maior detalhe. A inclusão de medidas em tempo real, para alguns dos pontos considerados, permitiria verificar e corrigir os valores calculados e assim melhorar a precisão nos cálculos subsequentes.

Relativamente à aplicabilidade da ferramenta, esta é possível para qualquer região do país desde que para tal se disponha da informação que englobe a localização das subestações, dos parques eólicos e das linhas de ligação a estes e às subestações da RND e dos respetivos transformadores de tensão (c). O mapa georreferenciado das linhas da RNT disponível no portal da REN revelou-se desatualizado

² Os operadores dos sistemas electroprodutores já utilizam este tipo de ferramentas para representação da rede.

face ao estado atual das linhas, reportado pela mesma entidade, o que indicia a necessidade de melhorar a base pública de dados.

A resolução temporal de uma hora utilizada neste estudo revelou significativas diferenças na identificação dos troços críticos nas linhas, associadas à variabilidade da velocidade do vento e respetiva direção, o que confirma a necessidade de se apostar em intervalos de tempo cada vez menores de modo que se consiga fazer uma gestão da rede precisa que, no limite, se poderá aproximar de uma análise em tempo real. Também se conclui que a aposta em modelos de otimização, que incluam uma análise de DLR para zonas com elevada penetração renovável, mais propriamente, produção eólica, é de elevada importância e uma prioridade em relação a outros locais, uma vez que a presença de parques eólicos e de velocidades de vento muito diversas pode introduzir grandes oscilações na potência que flui nas linhas. No entanto, como se provou neste trabalho, as situações de elevada produção dos parques eólicos são suportadas com toda a segurança pelas respetivas linhas de transporte de energia devido aos significativos aumentos da ampacidade que também podem ocorrer por ação direta do recurso eólico.

Outra importante aplicação desta ferramenta é no apoio à gestão dos fluxos de potência na rede (d). O conhecimento das estimativas de produção eólica permite agregar parques geograficamente dispersos através da criação de *clusters*, com o intuito de atenuar oscilações de potência na rede. Os parques eólicos são associados com vista a formarem uma central virtual dinâmica, variável consoante as necessidades energéticas e a produção de cada parque.

No futuro, os principais desenvolvimentos passam pela integração de um estudo de DLR nesta ferramenta (e), de forma a eliminar a complexidade e lentidão na interação com outro *software* externo ao ambiente GIS. Com esta integração conseguir-se-á visualizar no mapa os troços críticos determinados com o cálculo da capacidade de transporte das linhas. Outro passo a dar passa pela utilização desta ferramenta para a parametrização dos modelos de otimização dos fluxos de potência na rede considerada e a apresentação gráfica dos respetivos resultados (f), considerando a integração de outras fontes de energia, como a hídrica, na criação de centrais virtuais de apoio à gestão desses fluxos. Para além destes dois desenvolvimentos importa relembrar a necessidade da obtenção de dados meteorológicos para intervalos de tempo menores para que se melhore a exatidão dos cálculos de DLR e consequentemente dos parâmetros usados na otimização dos fluxos de potência.

Todos estes pontos referidos, tanto alcançados neste trabalho como a alcançar no futuro, contribuem diretamente para o desenvolvimento de Redes Inteligentes, onde a gestão otimizada e eficiente do sistema é o objetivo primário.

Referências Bibliográficas

- [1] Direção Geral de Energia e Geologia, «Balanço Energético Sintético», 2014.
- [2] Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, *Plano de Acção Nacional para as Energias Renováveis ao abrigo da directiva 2009/28/CE*, n. iii. Portugal, 2013, pp. 2022–2091.
- [3] Direção Geral de Energia e Geologia, «Renováveis - estatísticas rápidas - nº 125 - março de 2015», 2015.
- [4] Direção Geral de Energia e Geologia, «Renováveis - estatísticas rápidas - nº 123 - janeiro de 2015», 2015.
- [5] Prepared by SMB Smart Grid Strategic Group, «IEC Smart Grid Standardization Roadmap», IEC, n. June, pp. 1–136, 2010.
- [6] R. Kempener, P. Komor, e A. Hoke, «Smart Grids and Renewables - A Guide for Effective Deployment», 2013.
- [7] A. Estanqueiro, «Tema E. O novo paradigma dos sistemas energéticos. O conceito de “Redes Inteligentes”.» 2012.
- [8] ESRI, «Enterprise GIS and the Smart Electric Grid», *White Pap.*, 2009.
- [9] REN - Rede Elétrica Nacional, «REN - Cadeia de Valor da Rede de Transporte», 2012. [Online]. Disponível em: http://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/cadeia_de_valor_da_rede_de_transporte/#1. [Acedido: 10-Jun-2015].
- [10] REN - Rede Elétrica Nacional, «Dados técnicos», 2014.
- [11] Inchem, «Extremely low frequency (ELF) fields (EHC 35, 1984)», 1984. [Online]. Disponível em: <http://www.inchem.org/documents/ehc/ehc/ehc35.htm>. [Acedido: 12-Jun-2015].
- [12] P. Amorim, «A Rede de Transporte e a sua História Evolutiva», Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [13] Cabelte, «Bare conductors for aerial power lines.» 2015.
- [14] Edvard, «Conductor Types Used For Overhead Lines | EEP», *High voltage, transmission and distribution*, 2013. [Online]. Disponível em: <http://electrical-engineering-portal.com/conductor-types-used-for-overhead-lines>. [Acedido: 27-Nov-2015].
- [15] R. Cunha, «Análise de solução “Condutores Especiais” nos “uprating” de linhas aéreas de Muito Alta Tensão», Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2007.
- [16] Electrical Engineering Portal, «Insulator Pollution In Transmission Lines | EEP.» [Online]. Disponível em: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/insulator-pollution>. [Acedido: 19-Nov-2015].
- [17] REN - Rede Elétrica Nacional, «Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de Dezembro de 2014», p. 72, 2015.
- [18] International Energy Agency, «How 2 Guide for: Smart Grids in Distribution Networks.» IEA, 2015.
- [19] International Energy Agency, «Technology Roadmap - Smart Grids.» IEA, p. 52, 2011.

- [20] J. Crispim, J. Braz, R. Castro, e J. Esteves, «Smart Grids in the EU with smart regulation: Experiences from the UK, Italy and Portugal», *Util. Policy*, vol. 31, pp. 85–93, 2014.
- [21] D. Geelen, A. Reinders, e D. Keyson, «Empowering the end-user in smart grids: recommendations for the design of products and services», *Energy Policy*, vol. 61, pp. 151–161, 2013.
- [22] Parlamento Europeu E Do Conselho, *Diretiva 2012/27/UE*. 2012, pp. 1–56.
- [23] Comissão Europeia, «Análise comparativa da implantação de contadores inteligentes na UE-27, com ênfase na eletricidade», Bruxelas, 2014.
- [24] MOBI.E, «Rede MOBI.E – Definição e Pontos de Carregamento - Rede.» [Online]. Disponível em: <http://www.mobie.pt/pt/o-carregamento>. [Acedido: 19-Nov-2015].
- [25] EDP Distribuição, «Objetivos - o que é o inovgrid | inovgrid.» [Online]. Disponível em: <http://www.inovgrid.pt/pt/content/3-objectivos>. [Acedido: 19-Nov-2015].
- [26] ESRI, «What is GIS.» [Online]. Disponível em: <http://www.esri.com/what-is-gis>. [Acedido: 08-Ago-2015].
- [27] ESRI, «Desktop Help 10.0 - What is GIS?», 2011. [Online]. Disponível em: <http://help.arcgis.com/en/arcgisdesktop/10.0/help/index.html#/Introduction/00v200000002000000/>. [Acedido: 08-Ago-2015].
- [28] ESRI, «Desktop Help 10.0 - Key aspects of GIS», 2011. [Online]. Disponível em: http://help.arcgis.com/en/arcgisdesktop/10.0/help/index.html#/Key_aspects_of_GIS/00v2000000r000000/. [Acedido: 08-Ago-2015].
- [29] ESRI, «ArcGIS Help 10.1 - What is raster data?», 2014. [Online]. Disponível em: http://resources.arcgis.com/en/help/main/10.1/index.html#/What_is_raster_data/009t000000002000000/. [Acedido: 05-Ago-2015].
- [30] ESRI, «What is GIS? Showcase.» [Online]. Disponível em: <http://www.esri.com/what-is-gis/showcase>. [Acedido: 08-Ago-2015].
- [31] ESRI, «GIS for Smart Grid.» 2012.
- [32] ESRI, «GIS for Electric Distribution.» 2010.
- [33] A. Datta e P. Mohanty, «Enterprise GIS and Smart Electric Grid for India's power sector», *2013 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf.*, pp. 1–7, 2013.
- [34] ESRI, «Get Started | ArcGIS for Utilities», 2015. [Online]. Disponível em: <http://solutions.arcgis.com/utilities/gettingstarted/>. [Acedido: 25-Nov-2015].
- [35] ESRI, «ArcGIS Online for Electric Utilities | ArcGIS for Utilities», 2015. [Online]. Disponível em: <http://solutions.arcgis.com/utilities/electric/help/arcgis-online-for-electric-utilities/>. [Acedido: 25-Nov-2015].
- [36] ESRI, «Desktop Help 10.0 - An overview of the Interpolation toolset», 2011. [Online]. Disponível em: http://help.arcgis.com/en/arcgisdesktop/10.0/help/index.html#/An_overview_of_the_Interpolation_tools/009z000000069000000/. [Acedido: 19-Dez-2015].
- [37] ESRI, «Desktop Help 10.0 - How Kriging works», 2011. [Online]. Disponível em: http://help.arcgis.com/en/arcgisdesktop/10.0/help/index.html#/How_Kriging_works/009z0000076000000/. [Acedido: 20-Nov-2015].

- [38] B. Banerjee, D. Jayaweera, e S. Islam, «Risk constrained short-term scheduling with dynamic line ratings for increased penetration of wind power», *Renew. Energy*, vol. 83, pp. 1139–1146, 2015.
- [39] W. Wang e S. Pinter, «American Recovery and Reinvestment Act of 2009 Dynamic Line Rating Systems for Transmission Lines Smart Grid Demonstration Program», 2014.
- [40] A. K. Kazerooni, J. Mutale, M. Perry, S. Venkatesan, e D. Morrice, «Dynamic thermal rating application to facilitate wind energy integration», *2011 IEEE PES Trondheim PowerTech Power Technol. a Sustain. Soc. POWERTECH 2011*, 2011.
- [41] B. Banerjee, D. Jayaweera, e S. Islam, «Risk constrained short-term scheduling with dynamic line ratings for increased penetration of wind power», *Renew. Energy*, vol. 83, pp. 1139–1146, 2015.
- [42] E. Fernandez, I. Albizu, M. T. Bedialauneta, A. J. Mazon, e P. T. Leite, «Review of dynamic line rating systems for wind power integration», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 80–92, 2016.
- [43] T. Seppa, «Increasing transmission capacity by real time monitoring», *Proc. IEEE PES winter Meet.*, pp. 1208–1211, 2002.
- [44] J. R. Harvey, «Effect of elevated temperature on the strength of aluminum conductors», *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 98, pp. 1769–1772, 1972.
- [45] J. Heckenbergerova, P. Musilek, M. M. I. Bhuiyan, D. Koval, e E. Pelikan, «Identification of critical aging segments and hotspots of power transmission lines», *Environ. Electr. Eng. (EEEIC), 2010 9th Int. Conf.*, pp. 175–178, 2010.
- [46] J. Heckenbergerova, P. Musilek, e K. Filimonenkov, «Assessment of seasonal static thermal ratings of overhead transmission conductors», *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, 2011.
- [47] Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento, *Portaria 596/2010 de 30 de Julho - Regulamento da Rede de Transporte - Capítulo 9 - Padrões de Segurança para Planeamento da RNT*. Portugal, 2010, pp. 2932–2937.
- [48] R. Bernardo, A. Coelho, e N. Diogo, «Increasing the operation efficiency of EDP Distribuição overhead power lines», *CIGRE*, vol. 21, n. 0502, pp. 1–4, 2011.
- [49] IEEE Power Engineering Society, *IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors IEEE Power and Energy Society*, vol. 738, n. January. 2007.
- [50] R. Stephen, D. Douglass, e M. Gaudry, «Thermal behavior of overhead conductors.» pp. 1–41, 2002.
- [51] T. Yip, C. An, G. Lloyd, M. Aten, e B. Ferris, «Dynamic Line Rating Protection for Wind Farm Connections», *CIGRE*, pp. 1–5, 2009.
- [52] J. Fu, D. J. Morrow, S. Abdelkader, e B. Fox, «Impact of Dynamic Line Rating on Power Systems», *46th Int. Univ. Power Eng. Conf.*, vol. 46, n. September, pp. 1–5, 2011.
- [53] Â. Casaleiro, «Modelação de redes elétricas congestionadas», Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 2015.
- [54] J. Hosek, P. Musilek, E. Lozowski, e P. Pytlak, «Effect of time resolution of meteorological inputs on dynamic thermal rating calculations», *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 5, n. 9, pp. 941–948, 2011.

- [55] REN - Rede Elétrica Nacional, *Relatório Ambiental - Parecer REN*. 2010.
- [56] Laboratório De Topografia E Cartografia - UFES, «Apostila de ArcGIS.» Universidade Federal do Espírito Santo, p. 159, 2012.
- [57] A. Couto, P. Costa, L. Rodrigues, V. V. Lopes, e A. Estanqueiro, «Impact of Weather Regimes on the Wind Power Ramp Forecast in Portugal», 2014.
- [58] G. a Grell, J. Dudhia, e D. Stauffer, «A description of the fifth-generation Penn State/NCAR Mesoscale Model (MM5)», n. December, p. 121, 1994.
- [59] G. K. Rutledge, J. Alpert, e W. Ebisuzaki, «Access to Real-Time and Retrospective Numerical Weather Prediction and Climate Models at the National Climatic Data Center», pp. 1–41, 2005.
- [60] P. Costa, «Atlas do Potencial Eólico para Portugal Continental», Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 2004.
- [61] INEGI; APREN, «Parques Eólicos em Portugal», n. dezembro. 2014.
- [62] EDP Distribuição, «Caracterização das Redes de Distribuição a 31.Dez.2014.» 2015.
- [63] Iberwind, «Parques Eólicos Iberwind», 2014. [Online]. Disponível em: <http://www.iberwind.com/pt/parques/>. [Acedido: 03-Out-2015].
- [64] Ministério da Agricultura do Mar do Ambiente e do Ordenamento do Território, *Decreto-Lei n.º 151-B/2013 de 31 de Outubro*, n. 6. Portugal, 2013, p. 6328.
- [65] INEGI, «Lista de CEPS», 2015. [Online]. Disponível em: <http://e2p.inegi.up.pt/#Tec3>. [Acedido: 16-Set-2015].
- [66] EDP Distribuição, «Rede Nacional de Distribuição.» [Online]. Disponível em: <http://edp-distribuicao-rede.beta.waynext.com/>. [Acedido: 21-Set-2015].
- [67] Agência Portuguesa do Ambiente, Instituto de Gestão do Património Arquitectónico e Arqueológico, Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Centro, e Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro, «Parque eólico de Malhadas (Sobreequipamento) - Parecer da Comissão de Avaliação», 2012.
- [68] EDP Distribuição, «Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição 2015-2019 (Anexos).» Lisboa, 2014.
- [69] Unaohm, «Ut 805 / ut 905 Photovoltaic Test Set User Manual», n. Mi.
- [70] ProceSl, «Estudo de Impacte Ambiental - Resumo Não Técnico - Ampliação do sub-parque eólico de Proença do parque eólico do Pinhal Interior», 2006.
- [71] V. Oliveira, «Visita da OE Região Sul Parque Eólico do Pinhal Interior.» Generg, 2014.
- [72] ProSistemas - Consultores de Energias S.A., «Parque Eólico De Vila Nova II - Resumo Não Técnico», 2007, vol. 2.
- [73] Iberwind, «Parque Eólico Malhadizes.» Iberwind.
- [74] PROCESL, «Parque Eólico de Alvaiázere - RECAPE», 2008, vol. I.
- [75] PROCESL, «Parque eólico da Videira - Resumo Não Técnico», 2004.
- [76] Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Centro, «Parque Eólico Enerfer I - Parecer Técnico Final», 2009.

- [77] ProSistemas - Consultores de Energanharia S.A., «Parque Eólico Da Serra Alta – Resumo Não Técnico», 2006, vol. 3.
- [78] Iberwind, «Parque Eólico Chiqueiro.» .
- [79] REN - Rede Elétrica Nacional, «Caracterização da Rede Nacional de Transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de dezembro de 2007», 2008.
- [80] REN - Rede Elétrica Nacional, «Caracterização da Rede Nacional de Transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de dezembro de 2006», 2007.
- [81] EDP Distribuição, «Condutores nus para linhas aéreas - Cabos de alumínio com alma de aço.» pp. 1–24, 2010.
- [82] ProSistemas - Consultores de Energanharia S.A., «Projecto de alteração do Parque Eólico da Gardunha – Resumo não técnico», 2007, vol. 2.
- [83] Electricidade dos Açores, «Caracterização das redes de transporte e distribuição de energia eléctrica da Região Autónoma dos Açores.» 2015.
- [84] EDP Distribuição, «Instalações AT e MT. Subestações de distribuição.» 2007.
- [85] Solidal, «Características Técnicas dos Condutores de Energia e Cabos Eléctricos.» .
- [86] KHCK, «Bare conductor and wires.» p. 25, 2015.
- [87] SURAL, «SURAL Product catalog - AAAC (All Aluminum Alloy Conductor).» pp. 1–8, 2015.
- [88] ESRI, «ArcGIS Desktop 10.0 - Resample», 2014. [Online]. Disponível em: <http://help.arcgis.com/en/arcgisdesktop/10.0/help/index.html#/00170000009t000000>. [Acedido: 16-Nov-2015].
- [89] J. F. Hall, A. K. Deb, e J. Savoullis, «Wind tunnel studies of transmission line conductor temperatures», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 3, n. 2, pp. 801 – 812, 1988.
- [90] B. P. Hayes, I. Ilie, a. Porpodas, S. Z. Djokic, e G. Chicco, «Equivalent power curve model of a wind farm based on field measurement data», *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, pp. 1–7, 2011.
- [91] Enercon, «E-82», 2015. [Online]. Disponível em: <http://www.enercon.de/en/products/ep-2/e-82/>. [Acedido: 08-Jan-2016].
- [92] M. Sonnenschein, O. Lünsdorf, J. Bremer, e M. Tröschel, «Decentralized control of units in smart grids for the support of renewable energy supply», *Environ. Impact Assess. Rev.*, vol. 52, pp. 40–52, 2015.

II. Tabelas com os parques eólicos e centrais hídricas da área de estudo do Pinhal Interior

Os dados que constam nas seguintes tabelas foram obtidos no portal do e2p [65].

Parque eólico	Potência instalada (MW)	Parque eólico	Potência instalada (MW)
Açor	24,3	Pampilhosa da Serra	114
Alto Arganil	36	Penamacor	123,8
Alvaiázere	18	Perdigão	2
Beiras	100,8	Pinhal Interior	144
Bravo	16	Pracana	2
Cabeço da Rainha	22,2	Prados	39,1
Cabeço da Rainha II	30	Raia	128,8
Cadafaz	10,2	S. João	21,71
Chiqueiro	4	Serra da Amêndoa	19,4
Coentral-Safra	41,8	Serra Alta	2
Dirão Rua	2,6	Serra da Lage	4,5
Enerfer I	8	Serra de Alvoaça	36,1
Gardunha	114	Serra do Ralo	32
Guarda	8	Terreiro das Bruxas	1
Lousã	35	Toutiço	102
Lousã II	50	Vale Estrela	13,8
Malhadas Góis	9,9	Vale Grande	12,3
Malhadizes	12	Vergão	13
Mosqueiros	8	Videira	6
Mosqueiros II	24,6	Vidual	1
Mosteiro	9,1	Vila Nova	26
Mougueiras	8	Vila Nova II	28,6
Ortiga	13,4		

Central hídrica	Potência instalada (MW)
Agueira	336
Bouça	44
Cabril	108
Caldeirão	40
Castelo do Bode	159
Desterro	13,2
Fratel	132
Ponte de Jugais	20,3
Pracana	41
Raiva	24
Sabugueiro I	12,8
Santa Luzia	25
Vila Cova	23,4

III. Excerto da tabela resultante dos parques eólicos

Nome	Distrito_R	Longitu de	Latitude	Potencia_ I	Estado	Ano_de_e nt	N_maq uinas	Modelo	Tensao_lig	V	P_produz	Ponto_lig a
Açor	Coimbra	-7,86516	40,21598	24,3	Em funcionamento	2004	12	10 x E70-E4, 2 x E-82	60	19,01578	22140	SCD
Alto Arganil	Coimbra	-7,79232	40,20167	36	Em funcionamento	2009	18	E-82	60	25,81136	0	STBA
Alvaiázere	Leiria	-8,41285	39,82891	18	Em funcionamento	2010	9	E-82	15	10,01714	12829,93	SPT
Beiras	Coimbra	-7,74217	40,23541	100,8	Em funcionamento	2010	45	8 x E70-E4, 9 x E-82, 28 x E82 2300 kW	60	21,50175	92457	SFQ
Bravo	Castelo Branco	-8,04579	39,90924	16	Em funcionamento	2009	8	E-82	30	14,37281	14760	SPI
Cabeço da Rainha	Castelo Branco	-7,91422	39,85553	22,2	Em funcionamento	2000	23	17 x E-40/6.44, 3 x E- 66/2.0.70, 3 x E-82	60	12,45	19146,27	SVS
Cabeço da Rainha II	Castelo Branco	-7,87846	39,87345	31,2	Em funcionamento	2008	15	4 x E70 E4, 11 x E-82	60	14,11942	27675	SCC
Cadafaz	Coimbra	-8,04032	40,10663	10,2	Em funcionamento	2001	17	E-40/6.44	60	13,53531	9180	SLO e SSL
Chiqueiro	Coimbra	-7,77515	40,15404	4	Em funcionamento	2007	2	V80	15	21,4271	3600	SSL
Coentral Saíra	Coimbra	-8,16392	40,0602	41,8	Em funcionamento	2006	25	ECO74	60	13,79769	37575	SLO
Dirão Rua	Guarda	-7,18236	40,35189	2,6	Em funcionamento	2004	2	E-66/20.7, E-40/6.44	15	12,47961	2122,647	SSB
Enerfer I	Castelo Branco	-7,57854	39,76657	8	Em funcionamento	2012	4	G97	30	9,899282	6428,229	STL
Gardunha	Castelo Branco	-7,66471	40,06945	114	Em funcionamento	2007	57	2 x E-70 E4, 55 x E-82	30	14,44885	105165	SGD
Guarda	Guarda	-7,28459	40,55392	8	Em funcionamento	2007	4	E-82	15	19,41236	7380	SGA
Lousã	Coimbra	-8,18003	40,10054	35	Em funcionamento	2006	14	GEWE 2.5	60	20,69051	31500	SLO
Lousã II	Coimbra	-8,20734	40,05981	50	Em funcionamento	2009	20	N90	60	16,23214	45000	SPNL
Malhadas Góis	Coimbra	-8,05881	40,09087	9,9	Em funcionamento	2001	15	V47	60	13,6729	8717,847	SLO
Malhadizes	Coimbra	-8,29741	40,0128	12	Em funcionamento	2005	6	E-66/20.7	60	15,27801	10800	PCVN
Mosqueiros	Guarda	-7,34609	40,46051	8	Em funcionamento	2008	4	E-82	60	15,86829	7380	SBL

IV. Subestações da área de estudo

Subestacao	Transf	Auto_tran	Painel_400	Painel_220	Painel_150	Painel_60	Condens_	React	Ano_entrad	Concelho	PRE_MVA	PE_inject	Sigla
Chafariz	252	0	0	10	0	8	0	0	1997	Celorico da Beira	193,1	Serra do Ralo	SCF
Sobral (Refer)	16	0	0	0	0	0	0	0	1997	Guarda	0		SSBL
Vila Cha	378	0	0	8	0	12	60	0	1961	Seia	1,3		SVC
Mortagua (CP)	16	0	0	0	0	0	0	0	1996	Mortagua	0		SMT
Aguieira	20	0	0	0	0	0	0	0	1981	Mortagua	0		SAG
Ferro	315	0	0	9	0	8	0	0	2001	Covilha	94,4	Serra de Alvoaca	SFE
Penamacor	0	0	0	0	0	0	0	0	2006	Penamacor	133	Raia, Penamacor	SPNM
Pereiros	372	0	0	13	0	18	90	0	1957	Coimbra	125,2	Lousa, Coentral Safra, Cadafaz, Malhadas Gois	SPR
Fatela (Refer)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Fundao	0		SFA
Pampilhosa da Serra	0	0	0	0	0	0	0	0	2005	Pampilhosa da Serra	238,5	Pampilhosa da Serra, Vale Grande, Toutico	SPS
Gardunha	0	0	0	0	2	0	0	0	2006	Castelo Branco	122,6	Gardunha	SGD
Penela	340	0	0	6	0	7	0	0	2007	Penela	189,9	Sao Joao, Vila Nova II, Lousa II, Ortiga	SPNL
Corgas	0	0	0	0	2	0	0	0	2005	Castelo Branco	180,6	Bravo, Pinhal Interior, Mougueiras	SPI
Bouca	28	0	0	0	0	0	0	0	1955	Pedrogao Grande	0		SBO
Castelo Branco	189	500	0	5	9	5	0	70	2007	Castelo Branco	38,3	Cabeco da Rainha II	SCC
Rodao (Refer)	16	0	0	0	0	0	0	0	2004	Vila Velha de Rodao	0	Perdigao	SRD
Pracana (EDP)	20	0	0	0	0	0	0	0	0	Macao	0	Serra da Amendoa, Serra da Lage	SPCN
Falagueira	126	900	4	0	12	9	0	0	1992	Nisa	57,3		SFR
Zezere	510	120	0	9	6	15	80	0	1951	Tomar	42,4		SZR

Modelação dos parâmetros ambientais para a otimização da gestão de congestionamentos na transmissão de potência eólica

Tabua	126	0	0	10	0	5	0	70	2009	Tabua	64,5	Acor, Alto Arganil	STBA
Gouveia (Refer)	16	0	0	0	0	0	0	0	1996	Gouveia	0		SGV
Miranda do Corvo (EDP)	32	0	0	0	0	0	0	0	0	Miranda do Corvo	0	Vila Nova, Malhadizes	SMC
Lousa (EDP)	40	0	0	0	0	0	0	0	0	Lousa	0	Cadafaz, Malhadas Gois, Lousa, Coentral Saфра	SLO
Candosa (EDP)	52	0	0	0	0	0	0	0	0	Tabua	0	Acor	SCD
Guarda (EDP)	80	0	0	0	0	0	0	0	0	Guarda	0	Guarda, Prados, Vale de Estrela	SGA
Belmonte (EDP)	20	0	0	0	0	0	0	0	0	Belmonte	0	Mosqueiros, Mosqueiros II	SBL
Sabugal (EDP)	15	0	0	0	0	0	0	0	0	Sabugal	0	Dirao da Rua, Mosteiro, Sabugal, Terreiro	SSB
Vale Serrao (EDP)	7	0	0	0	0	0	0	0	0	Proenca-a-Nova	0	Cabeco da Rainha	SVS
Serta (EDP)	33	0	0	0	0	0	0	0	0	Serta	0	Vergao	SST
Santa Luzia (EDP)	13	0	0	0	0	0	0	0	0	Pampilhosa da Serra	0	Cadafaz, Chiqueiro, Vidual	SSL
Fundao (EDP)	40	0	0	0	0	0	0	0	0	Fundao	0		SFU
Folques	0	0	0	0	0	0	0	0	2010	Arganil	109,4	Beiras	SFQ
Pontao (EDP)	40	0	0	0	0	0	0	0	0	Ansiao	0	Alvaiazere, Videira	SPT
Venda Nova (EDP)	61	0	0	0	0	0	0	0	0	Tomar	0		SVN
Varzea (EDP)	32	0	0	0	0	0	0	0	0	Covilha	0		SVZ
Talagueira (EDP)	63	0	0	0	0	0	0	0	0	Castelo Branco	0	Enerfer I	STL
Posto de Corte Cabril	61	0	0	0	0	0	0	0	1954	Pedrógão Grande	0		PCC

V. Tabela com as características dos condutores

Condutor	Fabricante	Designação	Área Al (m²)	Área Aço (m²)	Área total (m²)	Nº fios Al	Nº fios Aço	Diâmetro fio Al (m)	Diâmetro fio Aço (m)	Massa Al (kg/m)	Massa Aço (kg/m)	Massa (kg/m)	R máxima a 20 °C (Ω/m)	Coef linear expansão (1/K)	Cap nominal (A)
1x3x1 AA 090	Quintas& Quintas	80-AL1/13-ST1A	7,54E-05	1,26E-05	8,80E-05	6	1	4,00E-03	4,00E-03	0,203806	0,098028	0,3064	3,81E-04	1,86E-05	300
1x3x1 AA 130	Quintas& Quintas	80-AL1/47-ST1A	8,04E-05	4,69E-05	1,27E-04	12	7	2,92E-03	2,92E-03	0,217321	0,364882	0,5884	3,60E-04	1,53E-05	325
1x3x1 AA 160	Quintas& Quintas	136-AL1/22-ST1A	1,36E-04	2,20E-05	1,58E-04	26	7	2,58E-03	2,00E-03	0,367338	0,17116	0,5473	2,12E-04	1,89E-05	435
1x3x1 AA 235	Quintas& Quintas	203-AL1/33-ST1A	2,03E-04	3,25E-05	2,35E-04	26	7	3,15E-03	2,43E-03	0,547628	0,25285	0,8133	1,43E-04	1,89E-05	565
1x3x1 AA 325	Quintas& Quintas	264-AL1/62-ST1A	2,64E-04	6,17E-05	3,26E-04	30	7	3,35E-03	3,35E-03	0,714673	0,480026	1,2126	1,09E-04	1,79E-05	680
1x3x1 LXHIOLE 400	Solidal	LXHIOLE (cbe) 1x400/135 36/60kV	5,35E-04	0,00E+00	3,85E-03	-	0	2,61E-02	0	1,446162	0	4,88	2,00E-04	-	-
1x3x1 LXHIOLE 630	Solidal	LXHIOLE (cbe) 1x630/135 36/60kV	8,60E-04	0,00E+00	4,66E-03	-	0	3,31E-02	0	2,325905	0	5,92	2,30E-04	-	-
1x3x1 LXHIOLE 1000	Solidal	LXHIOLE (cbe) 1x1000/135 36/60kV	1,37E-03	0,00E+00	5,67E-03	-	0	4,18E-02	0	3,70927	0	7,44	2,80E-04	-	-
Zebra	KHCK	Zebra	4,29E-04	5,56E-05	4,85E-04	54	7	3,18E-03	3,18E-03	1,159268	0,432536	1,621	6,74E-05	-	-
Bear	KHCK	Bear	2,64E-04	6,17E-05	3,26E-04	30	7	3,35E-03	3,35E-03	0,714738	0,480018	1,213	1,09E-04	-	-
Aster 570	KHCK	Aster 570	5,70E-04	0,00E+00	5,70E-04	61	0	3,45E-03	0	1,54136	0	1,574	5,83E-05	-	-
Aster 148	Quintas& Quintas	148-AL4	1,48E-04	0,00E+00	1,48E-04	19	0	3,15E-03	0	0,400231	0	0,4065	2,24E-04	2,30E-05	425
LXHIOV 240	Solidal	LXHIOV (cbe) 1x240 18/30kV	1,89E-04	0,00E+00	1,56E-03	-	0	1,55E-02	0	0,510034	0	2,06	1,25E-04	-	-

VI. Modelo Meteo Interpolation



VII. Rasters obtidos após interpolação

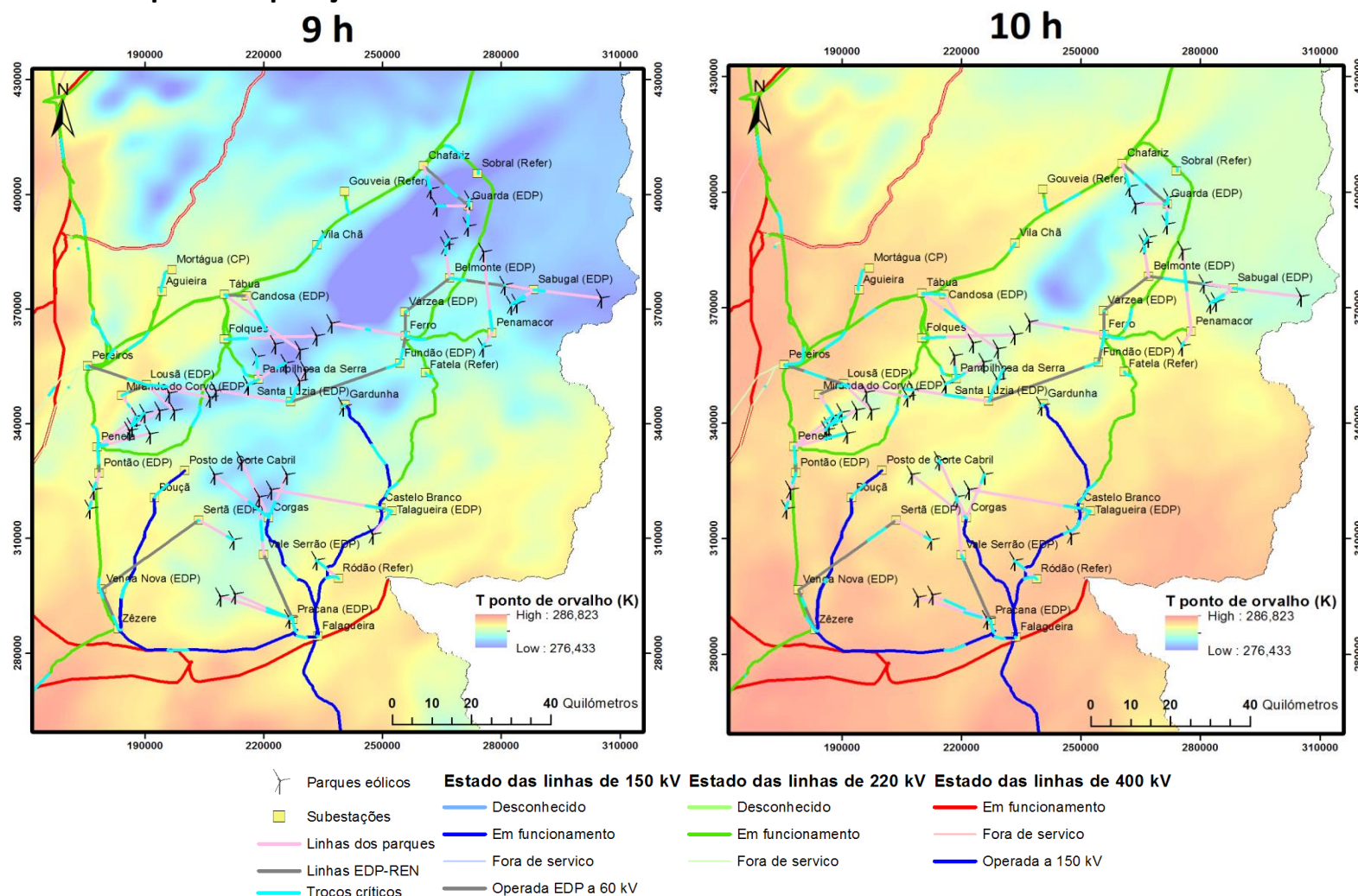


Figura 37 – Temperatura do ponto de orvalho obtida por interpolação para as 9 h e as 10 h do dia 24 de dezembro de 2009

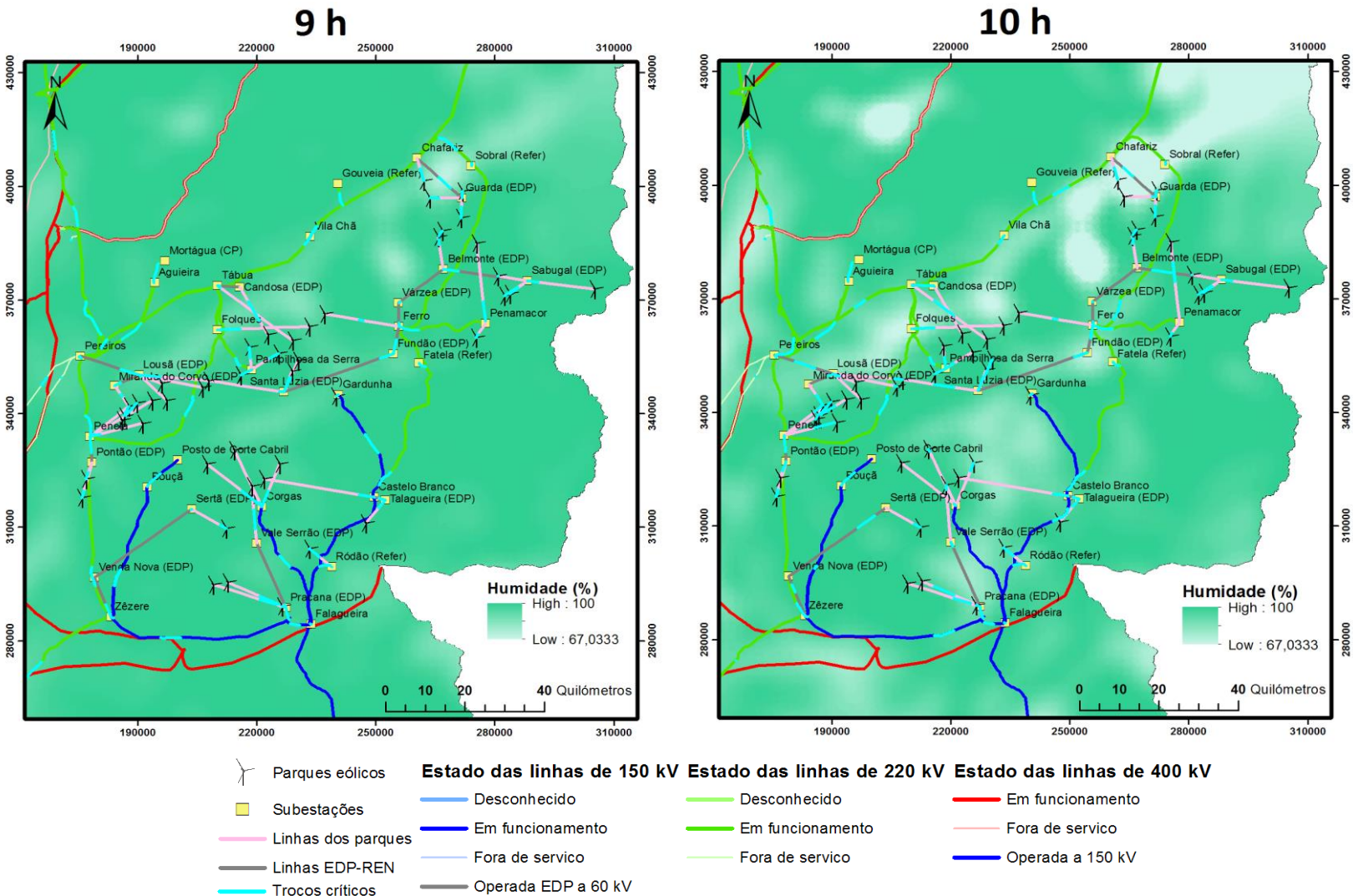


Figura 38 – Humidade relativa do ar obtida por interpolação para as 9 h e as 10 h do dia 24 de dezembro de 2009

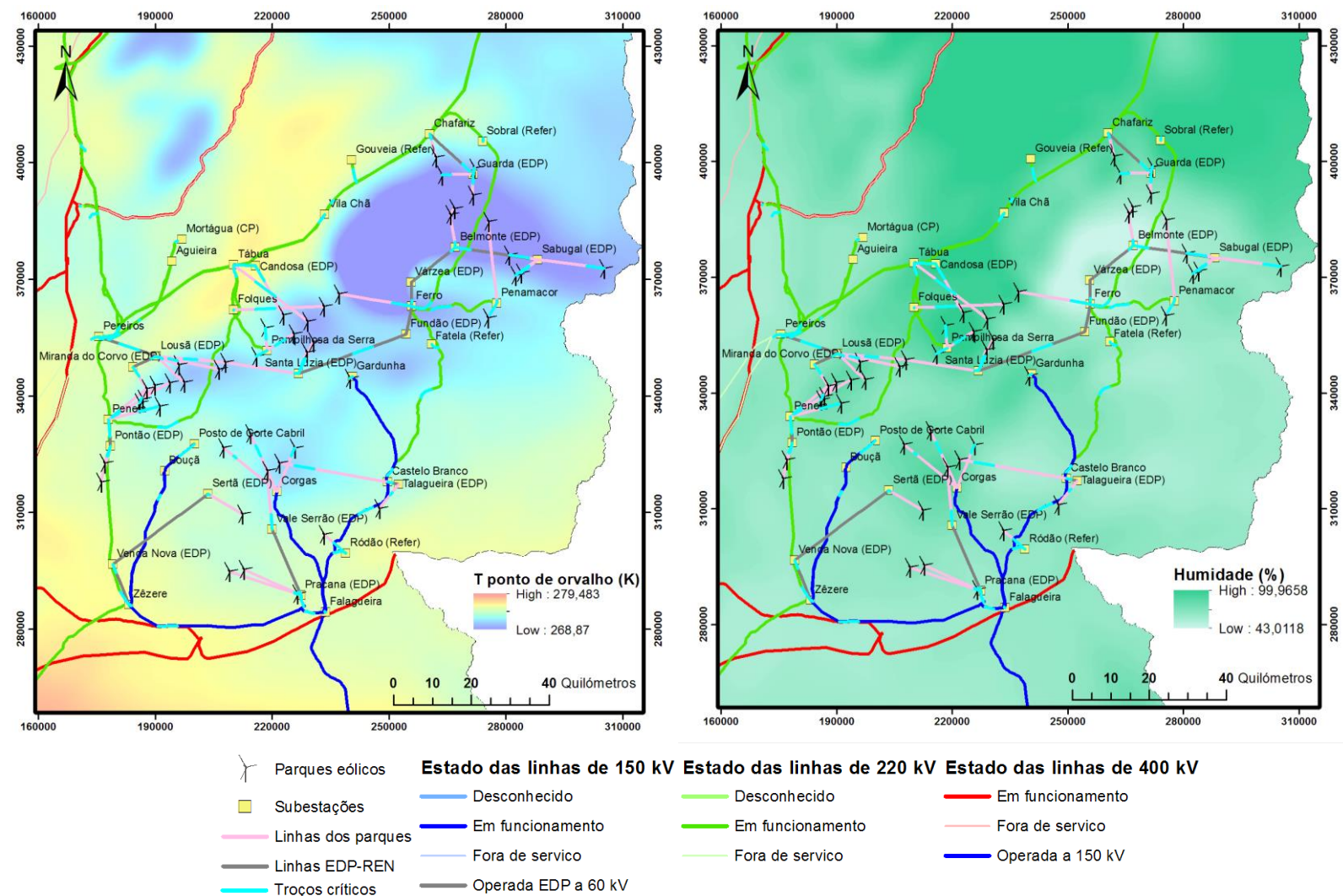


Figura 39 – Temperatura do ponto de orvalho e humidade relativa do ar obtidas para o dia 23 de dezembro de 2009 às 13 horas